



भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4

PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 38]

नई दिल्ली, शुक्रवार, मार्च 17, 2006/फाल्गुन 26, 1927

No. 38]

NEW DELHI, FRIDAY, MARCH 17, 2006/PHALGUNA 26, 1927

केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

नई दिल्ली, 14 मार्च, 2006

सं. एल-7/68(84)/2006-सीईआरसी.—केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 178 के अधीन प्रदत्त शक्तियों का और इस निमित्त सामर्थ्यकारी सभी अन्य शक्तियों का प्रयोग करते हुए और पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता के नाम से ज्ञात ग्रिड संहिता विनिर्दिष्ट करता है, जो 1-4-2006 से प्रवृत्त होगी :—

अध्याय 1

साधारण

1.1. प्रस्तावना

भारतीय ऊर्जा प्रणाली अनेक अभिकरणों का एक समूह है। भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता (ई सी जी) ऊर्जा प्रणाली की योजना, विकास, रख-रखाव तथा प्रचालन करने के लिए अधिक दक्ष, विश्वसनीय, मितव्ययी तथा सुनिश्चित रीति से विद्युत के उत्पादन तथा प्रदाय में प्रतिस्पर्धा को सुकर बनाते हुए प्रणाली में विभिन्न अभिकरणों तथा भागीदारों द्वारा अनुसरण किए जाने वाले नियमों, मार्गदर्शक सिद्धान्तों तथा मानकों को अधिकथित करती है।

1.2 उद्देश्य

आई ई जी सी तकनीकी नियमों, अन्तरराज्यिक पारेषण प्रणाली से जुड़े/या उसका उपयोग करने वाली सभी उपयोगिताओं को एक सूत्र में सम्मिलित करती है और निम्नलिखित उपबन्ध करती है—

- ऐसे सिद्धान्तों तथा प्रक्रियाओं का प्रलेखन जो अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली (आईएसटीएस) और प्रादेशिक तथा राज्य भार प्रेषण केंद्रों के विभिन्न उपभोक्ताओं के बीच संबंधों को परिभाषित करते हैं।

(1)

- मितव्ययी तथा विश्वसनीय क्षेत्रीय ग्रिड का प्रचालन, अनुसूक्षण, विकास और योजना का सरलीकरण करना ।
- आईएसटीएस के सभी उपभोक्ताओं को लागू आईएसटीएस के प्रचालन के सामान्य आधार को परिभाषित करते हुए विद्युत के फायदाप्रद व्यापार का सरलीकरण करता ।

1.3 विस्तार

- (i) आईएसटीएस से जुड़े तथा उपयोग करने वाले सभी पक्षकारों से आई ई जी सी में परिभाषित सिद्धान्तों तथा प्रक्रियाओं, जहां तक वे उस पक्षकार को लागू होते हैं, का पालन करने की अपेक्षा की जाती है ।
- (ii) आईईजीसी के प्रयोजन के लिए, दामोदर घाटी निगम को (डीवीसी) इस बात को ध्यान में रखते हुए एसटीयू/एसईबी के समान समझा जाएगा कि डीवीसी एसईबी के समान शीर्षस्थ एकीकृत उपयोगिता है और इसका सुस्थापित आधिपत्य क्षेत्र में स्वयं का उत्पादन, पारेषण तथा वितरण है ।
- (iii) आईईजीसी के प्रयोजन के लिए, भाखड़ा व्यास प्रबंधन बोर्ड (बीबीएमबी) और सरदार सरोवर नर्मदा निगम लिमिटेड (एसएसएनएनएल) के उत्पादन केन्द्रों को, अन्तर-राज्यिक उत्पादन केन्द्रों के रूप में समझा जाएगा किन्तु उनकी पारेषण प्रणाली आईएसटीएस का भाग रूप होगी । यह इसलिए है कि उत्तरी क्षेत्र/पश्चिमी क्षेत्र के कुछ ही राज्यों की बीबीएमबी/एसएसएनएनएल में हिस्सेदारी है और उनकी उत्पादन यूनिटों को एक विशेष रीति (सिंचाई अपेक्षाओं के समन्वयन में) में अनुसूचित और प्रेषण किया जाना होता है । बीबीएमबी/एसएसएनएनएल उत्पादन के अनुसूचीकरण तथा प्रेषण की निरन्तर जिम्मेदारी बीबीएमबी/एसएसएनएनएल इस उपबंध के साथ होगी कि अपने-अपने प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र तथा फायदाग्राहियों के साथ यह सम्यक् रूप से समन्वय करेगा ।

1.4 भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता की संरचना

इस आई ई जी सी में निम्नलिखित सम्मिलित हैं:—

(i) विभिन्न संगठनों की भूमिका तथा उनकी संयोजकता

यह अध्याय ऐसे विभिन्न संगठनों के कृत्यों को परिभाषित करता है जो आईईजीसी से संबंधित हैं ।

(ii) अन्तर-राज्यिक पारेषण के लिए योजना संहिता

यह अध्याय थोक ऊर्जा अन्तरण तथा राहबद्ध आईएसटीएस की योजना और विकास में अंगीकार किए जाने वाली नीतियों का उपबंध करता है । योजना संहिता भार पूर्वानुमान, उत्पादन उपलब्धता के लिए ऊर्जा प्रणाली के योजना अभिकरणों तथा विभिन्न भागीदारों के बीच अपेक्षित विस्तृत जानकारी आदान-प्रदान तथा भावी वर्षों का अध्ययन करने के लिए ऊर्जा प्रणाली योजना आदि को अधिकथित करती है । योजना संहिता, योजना प्रक्रिया के दौरान अंगीकार किए जाने वाले विभिन्न मानदंडों को अनुबद्ध करता है ।

(iii) संयोजन शर्तें

यह अध्याय प्रणाली से संबंधित किसी भी अभिकरण या आईएसटीएस का संयोजन चाहने वाले द्वारा प्रणाली की एकरूपता तथा क्वालिटी को बनाए रखने के लिए अनुपालन किए जाने वाले न्यूनतम तकनीकी और डिजाइन मानदंडों को विनिर्दिष्ट करता है। इसमें निम्नलिखित सम्मिलित हैं :—

(क) आईएसटीएस के संयोजन के लिए प्रक्रिया।

(ख) स्थल उत्तरदायित्व अनुसूची।

(iv) क्षेत्रीय ग्रिड के लिए प्रचालन संहिता

यह अध्याय ग्रिड प्रचालन को दक्ष, सुरक्षित तथा विश्वस्त बनाए रखने के लिए प्रचालनात्मक युक्ति विहित करता है तथा इसमें निम्नलिखित खंड है :—

(क) प्रचालन नीति।

(ख) प्रणाली सुरक्षा पहलू।

यह अनुभाग उत्पादन कंपनियों और ग्रिड के सभी क्षेत्रीय संघटकों द्वारा अनुसरण किए जाने वाले साधारण सुरक्षा पहलुओं को विहित करता है।

(ग) प्रचालनात्मक प्रयोजनों के लिए मांग प्राक्कलन

यह खंड विभिन्न संघटकों द्वारा दिन/सप्ताह/मास/वर्ष आगे के लिए अपनी प्रणाली के लिए मांग द्वारा प्राक्कलन विस्तृत प्रक्रिया का वर्णन करता है जो प्रचालनात्मक/योजना के लिए उपयोग किया जाएगा।

(घ) मांग प्रबंध

यह खंड फ्रिक्वेंसी और कम उत्पादन के कृत्यों के रूप में प्रत्येक क्षेत्रीय संघटक द्वारा मांग नियंत्रण के लिए स्वीकार की जाने वाली पद्धति को विहित करता है।

(ङ) आवधिक रिपोर्टें

यह खंड फ्रिक्वेंसी प्रोफाइल, आदि जैसे ग्रिड के प्रचालनात्मक पैरामीटरों की रिपोर्टिंग के लिए विभिन्न उपबंधों की व्यवस्था करता है।

(च) प्रचालनात्मक संपर्क

यह खंड सामान्य प्रचालन और/या ग्रिड के संबंध में जानकारी का आदान-प्रदान करने के लिए अपेक्षा विहित करता है।

(छ) आउटेज योजना

यह खंड आउटेज योजना के लिए प्रक्रिया विहित करता है।

(ज) बसूली प्रक्रिया

इस खंड में ब्लैक स्टार्ट तथा द्वीप समूह, आदि को पुनःआरंभ करने के लिए प्रमुख ग्रिड बाधाओं का अनुसरण करने के लिए स्वीकार की जाने वाली प्रक्रियाएं अन्तर्विष्ट हैं।

(झ) घटना की जानकारी

यह खंड ऐसी प्रक्रियाओं को उपदर्शित करता है जिसके माध्यम से घटनाओं की रिपोर्ट की जाती है और जानकारी का आदान-प्रदान किया जाता है।

(v) अनुसूचीकरण तथा प्रेषण संहिता

यह खंड आई एस जी एस, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र (आर एल डी सी) और राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एस आर एल डी सी) के बीच जानकारी देने की पद्धति के दैनिक आधार पर अन्तर-राज्यिक उत्पादन केन्द्र (आई एस जी एस) जिसमें कंप्लीमेंटरी वाणिज्यिक तंत्र भी सम्मिलित है, के उत्पादन का अनुसूचीकरण तथा प्रेषण करने के लिए स्वीकार की जाने वाली प्रक्रिया से संबंधित है।

(vi) अन्तर-प्रादेशिक आदान-प्रदान

यह खंड अन्तर-प्रादेशिक लिंकों के प्रचालन के लिए विशेष प्रतिफल से संबंधित है।

(vii) आई ई जी सी का प्रबंधन

यह अध्याय आई ई जी सी के पुनर्विलोकन/संशोधन तथा प्रबंधन के लिए प्रक्रिया से संबंधित है।

1.5. अननुपालन

यदि किसी संघटक या अभिकरण (आरपीसी और आरएलडीसी के सिवाय) द्वारा आई ई जी सी के किसी अनुबंधों का अनुपालन किया जाता है तो मामला किसी भी अभिकरण/आर एल डी सी द्वारा सदस्य सचिव आर पी सी को रिपोर्ट किया जाएगा। सदस्य सचिव, आर पी सी मामले को सत्यापित करेगा तथा अननुपालन को शीघ्र समाप्त करने के लिए व्यक्तिग्री अभिकरण के साथ मामले का विनिश्चय करेगा। यदि सदस्य सचिव, आर पी सी द्वारा मामले को नहीं निपटाया जाता है तो अननुपालन के मामले को केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग को रिपोर्ट किया जाएगा। सम्यक् प्रक्रिया के पश्चात्, केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग अनुपालन करने के लिए व्यक्तिग्री अभिकरण को आदेश देगा जिसके न करने पर समुचित कार्रवाई करेगा।

आर पी सी ऐसे अतिलंघनों का समुचित अभिलेख बनाए रखेगा।

आर एल डी सी या आर पी सी द्वारा आई ई जी सी के किसी भी अनुबंधों का अननुपालन किए जाने की दशा में, मामला केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग को रिपोर्ट किया जाएगा।

1.6. फ्री गवर्नर कार्रवाई

- (i) सभी थर्मल तथा हाइड्रो (शून्य पांडेज के सिवाय) उत्पादन केन्द्र आयोग द्वारा पृथक् की जाने वाली तारीख से अधिसूचित किए जाएंगे।
- (ii) उपरोक्त से कोई भी छूट केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा दी जाएगी जिसके लिए संबंधित संघटक/अभिकरण पहले याचिका फाइल करेगा।
- (iii) जब तक आयोग परिस्थिति की समीक्षा नहीं करता है तब तक गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल ऊर्जा संयंत्र और परमाणु ऊर्जा केन्द्र को धारा 4.8(ग), 4.8(घ), 5.2(ङ), 5.2(च), 5.2(छ) और 5.2(ज) से छूट दी जाएगी।

1.7 रिएक्टिव ऊर्जा एक्सचेंजों के लिए प्रभार/संदाय

रिएक्टिव ऊर्जा एक्सचेंजों के प्रभार/संदाय के लिए दर (खंड 6.6 में विनिर्दिष्ट स्कीम के अनुसार) 1-4-2006 से 5.0 पैसे/किलो वाट घंटे होगा और जब तक केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा पुनरीक्षित न किया जाए, तत्पश्चात् प्रतिवर्ष 0.25 पैसे/कि.वा. घंटे पर वृद्धि की जाएगी।

1.8 छूट

आई ई जी सी के उपबंधों से कोई भी छूट, आयोग के अनुमोदन के पश्चात् ही प्रभावी होगी जिसके लिए अभिकरणों को पहले याचिका आयोग के समक्ष फाइल करनी होगी।

1.9 शब्दावली और परिभाषाएं

- (1) अधिनियम से विद्युत अधिनियम, 2003 अभिप्रेत है।
- (2) प्राधिकरण से अधिनियम की धारा 70 की उपधारा (1) में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण अभिप्रेत है।
- (3) स्वचालित वोल्टेज रेगुलेटर (एवीआर) से उत्पादन टर्मिनलों पर मापित उत्पादन यूनिटों की वोल्टता का नियंत्रण करने के लिए निरंतर कार्य करने वाली स्वचालित उत्तेजन नियंत्रण प्रणाली अभिप्रेत है।
- (4) बी बी एम बी से भाखड़ा व्यास प्रबंध बोर्ड अभिप्रेत है।
- (5) फायदाग्राही से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जिसका आई एस जी एस में शेयर है।
- (6) ब्लैक स्टार्ट प्रक्रिया से आंशिक या पूर्ण ब्लैक आउट से बसूली के लिए आवश्यक प्रक्रिया अभिप्रेत है।

(7) थोक ऊर्जा पारेषण करार (बीपीटीए) से पारेषण सेवाओं के उपबंध के लिए पारेषण अनुज्ञापिकासी और दीर्घकालिक ग्राहक के बीच वाणिज्यिक करार अभिप्रेत है ।

(8) बी आई एस से भारतीय मानक ब्यूरो अभिप्रेत है ।

(9) कैप्टिव उत्पादन संयंत्र (सी जी पी) से किसी व्यक्ति द्वारा प्राथमिक रूप से अपने स्वयं के उपयोग के लिए विद्युत शक्ति का उत्पादन करने हेतु स्थापित उत्पादन संयंत्र अभिप्रेत है और इसके अन्तर्गत सहकारी सोसाइटी या संगमों के सदस्यों के उपयोग के लिए प्राथमिक रूप से विद्युत शक्ति का उत्पादन करने हेतु किसी सहकारी सोसाइटी या संगम द्वारा स्थापित विद्युत संयंत्र भी है ।

(10) कैपेसिटर से रिएक्टिव ऊर्जा के उत्पादन के लिए प्रदान की गई विद्युत सुविधा अभिप्रेत है ।

(11) सी ई ए से केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण अभिप्रेत है ।

(12) सीईआरसी से अधिनियम की धारा 76 की उपधारा (1) में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है ।

(13) केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता (सीटीयू) से ऐसी सरकारी कंपनी अभिप्रेत है जिसे केन्द्रीय सरकार अधिनियम की धारा 36 की उपधारा (1) के अधीन अधिसूचित करे ।

(14) संयोजन करार से अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली के संयोजन और/या उपयोग से संबंधित उल्लिखित निबंधनों के लिए सीटीयू तथा अभिकरण के बीच करार अभिप्रेत है ।

(15) संयोजन बिन्दु से ऐसा बिन्दु अभिप्रेत है जिस पर अभिकरण का संयंत्र और/या साधित्र अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली से जुड़े हों ।

(16) संघटक से क्षेत्र के राज्य (एसईबी/एसटीयू द्वारा निरूपित) संघ राज्यक्षेत्र (इसके विद्युत विभाग द्वारा निरूपित) उत्पादन कंपनी, जिसके क्षेत्र में आई एस जी एस है) केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता और डी वी सी/बीबीएनबी/एसएसएनएनएल (अपने-अपने क्षेत्र में) अभिप्रेत है ।

(17) मांग से मेगावाट में सक्रिय ऊर्जा तथा जब तक अन्यथा उल्लिखित न हो एम वी ए आर में रिएक्टिव ऊर्जा की मांग अभिप्रेत है ।

(18) प्रेषण अनुसूची से एक्स ऊर्जा संयंत्र एम डब्ल्यू तथा उत्पादन केन्द्र का एम वी ए एच आर डब्ल्यू आउटपुट अभिप्रेत है जिसका समय-समय पर ग्रीड को भेजे जाने के लिए अनुसूचीकरण किया जाना होता है ।

(19) डाटा अर्जन प्रणाली (डी ए एस) से अवस्थान पर रिले/उपस्करण/प्रणाली पैरामीटरों को समय पर आपरेशन के अनुक्रम के अभिलेख के लिए प्रदान की गई युक्ति अभिप्रेत है ।

(20) निकासी अनुसूची से ऐसा ऊर्जा संयंत्र अभिप्रेत है जिसे राज्य आई एस जी एस से प्राप्त करने के लिए अनुसूचित है जिसमें समय-समय पर किए गए द्विपक्षीय करार भी सम्मिलित हैं ।

(21) डी वी सी से दामोदर घाटी निगम अधिनियम, 1948 की धारा 3 की उपधारा (1) के अधीन स्थापित दामोदर घाटी निगम अभिप्रेत है ।

(22) हकदारी से आई एस जी एस की संस्थापित क्षमता/आउटपुट क्षमता में फायदाग्राही का अंश (मेगावाट तथा एम डब्ल्यू एच में) अभिप्रेत है ।

(23) घटना से ग्रिड पर अननुसूचित या अयोजनाबद्ध घटना अभिप्रेत है जिसमें त्रुटि, दुर्घटना तथा ब्रेकडाउन सम्मिलित है ।

(24) घटना लॉगर (ई एल) से घटना के दौरान अवस्थान पर रिले/उपस्करों के समय प्रचालन के क्रम को अभिलिखित करने के लिए प्रदान की गई युक्ति अभिप्रेत है ।

(25) एक्स-ऊर्जा संयंत्र से सहायक खपत तथा ट्रांसफार्मेशन हानियों में कटौती करने के पश्चात् उत्पादन केन्द्र का कुल एम डब्ल्यू/एम डब्ल्यू एच आउटपुट अभिप्रेत है ।

(26) त्रुटि निर्धारक (एफ एल) से उस दूरी को, जिस पर खराब लाइन पड़ी हुई हो, मापने/उपदर्शित करने के लिए पारेषण लाइन के अंत में प्रदान की गई युक्ति अभिप्रेत है ।

(27) लचकदार प्रत्यावर्ती करंट पारेषण से वह सुविधा अभिप्रेत है जो विनियमित की जाने वाली ए.सी. लाइनों पर ऊर्जा को प्रवाह करने में समर्थ बनाती है, लूप प्रवाह, लाइन लोडिंग आदि को नियंत्रित करती है ।

(28) तात्कालिक उपाय से ऐसी घटना अभिप्रेत है जो ऐसे अभिकरणों के नियंत्रण से परे है जो पूर्व अनुमान नहीं लगा सकते हैं या जो उद्यम की युक्तियुक्त मात्रा के साथ देखे नहीं जा सकते हैं या निवारित नहीं किए जा सकेंगे और जो सारवान् रूप से या तो अभिकरण द्वारा प्रभावित होते हैं या जो निम्नलिखित तक सीमित हैं :—

(क) दैवीय कार्य, प्राकृतिक प्रकोप जिसमें बाढ़, सूखा, भूकंप तथा महामारी सम्मिलित है ;

(ख) कोई सरकारी घरूले या विदेशी कार्य जिसमें घोषित या अघोषित युद्ध, सत्कार, पूर्विकताएं, संगरोध, नौकावरोध ;

(ग) बलवे या सिविल युद्ध ;

(घ) ग्रिड की असफलता जो अन्तर्वर्तित अभिकरण के कारण न हो ।

(29) फोर्स आउटेज से उत्पादन यूनिट या किसी पारेषण सुविधा का ऐसा आउटेज अभिप्रेत है जो त्रुटि या किसी अन्य कारण के कारण हो जिसकी योजना की गई हो ।

(30) उत्पादन कंपनी से ऐसी कंपनी या निगम निकाय या संगम या व्यष्टियों का निकाय, चाहे वह निगमित हो या नहीं, या कृत्रिम विधिक व्यक्ति अभिप्रेत है जो किसी उत्पादन केन्द्र का स्वामी हो या उसे प्रचालित करता हो या उसका रख-रखाव करता हो ।

(31) उत्पादन यूनिट से ऐसा विद्युत उत्पादन यूनिट अभिप्रेत है जो उस ऊर्जा केन्द्र (संयोजन बिन्दु तक), जो उस टर्बो जनरेटर के प्रचालन से विशेषकर संबंधित हो, पर सभी संयंत्रों और साधित्रों के साथ-साथ ऊर्जा केन्द्र के भीतर टर्बाइन से जुड़ा हो ।

(32) अच्छी उपयोगिता पद्धति से ऐसी कोई प्रेक्टिस, पद्धति और कार्य अभिप्रेत है जो उस सुसंगत अवधि के दौरान विद्युत उपयोगिता उद्योग के महत्वपूर्ण भाग में लगी हुई है या अनुमोदित है जिससे युक्तियुक्त लागत पर अच्छे परिणाम की आशा की जाती है जिसमें अच्छी व्यवसाय पद्धति, विश्वसनीयता, सुरक्षा तथा शीघ्रता सम्मिलित हो।

(33) गर्वनर ड्राप से गर्वनर के प्रचालन के संबंध में “गर्वनर ड्राप” से प्रणाली फ्रिक्वेंसी में प्रतिशतता ड्राप अभिप्रेत है जो शून्य से पूर्ण भार के उसके आउटपुट में परिवर्तन करने के लिए फ्री गर्वनर के अधीन उत्पादन केन्द्र को कारित करेगा।

(34) ग्रिड मानक से अधिनियम की धारा 73 के खंड (घ) के अधीन प्राधिकरण द्वारा विनिर्दिष्ट ग्रिड कोड अभिप्रेत है।

(35) अतिरिक्त उच्च वोल्टता (ई एच वी) से अतिरिक्त उच्च वोल्टता से अभिप्रेत है जहां वोल्टता उस सामान्य दशा में 33,000 वोल्ट से अधिक है तथापि, जिसके अध्यक्षीन प्राधिकरण द्वारा प्रतिशतता फेरफार अनुज्ञात की जाती है।

(36) स्वतंत्र ऊर्जा उत्पादक (आई पी पी) से ऐसी उत्पादन कंपनियां अभिप्रेत है, जो केन्द्रीय/राज्य सरकार के स्वामित्वधीन या नियंत्रित नहीं है।

(37) भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता से ऐसा दस्तावेज अभिप्रेत है जो अधिनियम की धारा 79 की उपधारा (1) (ज) के अनुसार आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट भारतीय ऊर्जा प्रणाली की योजना तथा प्रचालन की रीति को विहित करता है तथा उसके लिए उत्तरदायी है।

(38) अन्तर-राज्यिक उत्पादन केन्द्र (आई एस जी एस) से ऐसे केन्द्रीय/अन्य उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत है जिनमें दो या अधिक राज्यों का अंश तथा जिनको अनुसूचीकरण आर एल डी सी द्वारा किया जाना है।

(39) अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली के अन्तर्गत निम्नलिखित सम्मिलित है :--

- (i) एक राज्य के राज्यक्षेत्र के दूसरे राज्य के राज्यक्षेत्र को मुख्य पारेषण लाइन के माध्यम से विद्युत के प्रवहण के लिए कोई प्रणाली ;
- (ii) किसी मध्यवर्ती राज्य के राज्यक्षेत्र में से होकर ऊर्जा का प्रवहण तथा ऐसी राज्य के भीतर प्रवहण जो ऊर्जा के ऐसे अन्तर-राज्यिक पारेषण के आनुषंगिक है ;
- (iii) किसी राज्य के राज्यक्षेत्र के भीतर, केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता द्वारा निर्मित, उसके स्वामित्वाधीन उसके द्वारा प्रचालित, अनुरक्षित या नियंत्रित प्रणाली पर ऊर्जा का पारेषण।

(40) आई ई सी से अन्तरराष्ट्रीय इलैक्ट्रो तकनीकी आयोग अभिप्रेत है।

(41) अनुज्ञप्तिधारी से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जिसे धारा 14 के अधीन अनुज्ञप्ति प्रदान की

गई है ।

(42) भार से उपयोगिता/संस्थापन द्वारा उपभोग की गई मेगावाट/एम डब्ल्यू एच अभिप्रेत है ।

(43) दीर्घकालिक ग्राहक से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जो 25 वर्ष या उससे अधिक की अवधि के लिए आईएसटीएस के लिए पहुंच प्रदान कर रहा है या प्रदान करने के लिए आशयित है और जिसने पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के साथ बी पी टी ए में हस्ताक्षर किए हों ।

(44) अधिकतम निरन्तर रेटिंग (एम सी आर) से उस उत्पादन यूनिट की सामान्य रेटिंग पूर्ण भार एम डब्ल्यू आउटपुट क्षमता अभिप्रेत है जो विनिर्दिष्ट शर्तों के आधार पर जारी रखी जा सकती है ।

(45) राष्ट्रीय ग्रिड से देश का ऐसा संपूर्ण अन्तर संयोजित विद्युत ऊर्जा नेटवर्क अभिप्रेत है जो राष्ट्रीय ग्रिडों के अन्तर-संयोजन के पश्चात् अन्तर्वलित होगा ।

(46) कुल निकासी अनुसूची से कुल पारेषण हानियों (प्राक्कलित) में कटौती करने के पश्चात् फायदाग्राही की निकासी अनुसूची अभिप्रेत है ।

(47) प्रचालन से प्रणाली के प्रचालन से संबंधित अनुसूचित या योजनाबद्ध कार्रवाई अभिप्रेत है ।

(48) प्रचालन समन्वय समिति (ओ सी सी) से सभी संघटकों के सदस्यों के साथ आर पी सी समिति अभिप्रेत है जो प्रादेशिक ग्रिड के प्रचालनात्मक पहलुओं को विनिश्चित करती है ।

(49) प्रचालन रेंज से फ्रिक्वेंसी और वोल्टता की ऐसी प्रचालन रेंज अभिप्रेत है जो प्रचालन कोड के अधीन विनिर्दिष्ट है ।

(50) पूल लेखा से प्रादेशिक लेखा के लिए (i) अननुसूचित विनिमय के बारे में संदाय (यू आई लेखा) या (ii) रिएक्टिव ऊर्जा विनिमय (रिएक्टिव ऊर्जा लेखा) सम्मिलित है ।

(51) पावर ग्रिड से पावर ग्रिड कारपोरेशन आफ इंडिया लिमिटेड अभिप्रेत है जिसे सी-टी यू के रूप में अधिसूचित किया गया है ।

(52) ऊर्जा प्रणाली से उत्पादन, पारेषण वितरण और विद्युत के प्रदाय के सभी पहलु अभिप्रेत है तथा इसमें निम्नलिखित एक या अधिक सम्मिलित है अर्थात्:--

(क) उत्पादन केन्द्र ;

(ख) पारेषण तथा मुख्य पारेषण लाइन ;

(ग) उपकेन्द्र ;

(घ) टाई-लाइनें ;

(ङ) भार प्रेषण गतिविधियां ;

(च) मुख्य या वितरण मेन्स;

(छ) ऊपरी लाइनें ;

(ज) सेवा लाइनें ;

(झ) संकर्म ।

(53) रिएक्टर से ऐसी विद्युत सुविधा अभिप्रेत है जो विशेषकर रिएक्टिव ऊर्जा को सभामेलित करने के लिए डिजाइन की गई हो ।

(54) प्रादेशिक ऊर्जा समिति से उस क्षेत्र में ऊर्जा प्रणाली के एकीकृत आपरेशन को सुकर बनाने के लिए विनिर्दिष्ट क्षेत्र के लिए केन्द्रीय सरकार के संकल्प द्वारा स्थापित एक समिति अभिप्रेत है ।

(55) आर पी सी सचिवालय से आर पी सी सचिवालय अभिप्रेत है ।

(56) क्षेत्रीय ऊर्जा खाता से 'क्षमता प्रभार' ऊर्जा प्रभार 'यू आई प्रभार' और रिएक्टिव प्रभार के बिलिंग तथा व्यवस्थापन के लिए क्षेत्रीय ऊर्जा खाता अभिप्रेत है ।

(57) क्षेत्रीय ग्रिड से संबंधित क्षेत्र के विद्युत नेटवर्क से जुड़ा संपूर्ण समक्रमिक अभिप्रेत है जो आईएसटीएस, आई एस जी एस तथा अन्तर-राज्य प्रणाली से बना है ।

(58) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र से अधिनियम की धारा 27 की उपधारा (1) के अधीन स्थापित केन्द्र अभिप्रेत है ।

(59) शेयर से भारत सरकार द्वारा अधिसूचित आई एस जी एस में फायदाग्राही का प्रतिशतता शेयर अभिप्रेत है या जो आई एस जी एस और इसके फायदाग्राहियों के बीच तय हुआ हो ।

(60) एकल लाइन डायग्राम से ऐसा डायग्राम अभिप्रेत है जो एच वी/ई एच वी साधित्रों का योजनाबद्ध प्रतिरूपण और इसकी संख्या तथा लेबल वाली संख्या को दर्शित करने वाले सभी बाह्य सर्किट संयोजन अभिप्रेत है ।

(61) साइट कामन रेखाचित्र से प्रत्येक संयोजन बिन्दु के लिए तैयार ऐसा रेखाचित्र अभिप्रेत है जिसमें ले आउट लेखाचित्र, विद्युत ले आउट रेखाचित्र, सामान्य संरक्षण/नियंत्रण लेखाचित्र और सामान्य सेवा रेखाचित्र सम्मिलित है ।

(62) स्पिनिंग रिजर्व से कुछ रिजर्व भार्जिन के साथ भाग भारत उत्पादन क्षमता अभिप्रेत है जो प्रणाली के समकालिक होती है और प्रेषण अनुदेश के अनुसरण में या फ्रिक्वेंसी ड्राप के प्रत्युत्तर में तत्काल अन्य सूचना पर उत्पादन वृद्धि करती है ।

(63) पारेषण प्रणाली के लिए स्थायी समिति से आईएसटीएस और सहबद्ध अन्तर-राज्यिक प्रणाली में विस्तार या उपांतरण करने के लिए प्रस्तावों पर विचार-विमर्श करने, पुनर्विलोकन करने तथा उन्हें अंतिम रूप देने के लिए सी ई ए द्वारा गठित समिति अभिप्रेत है ।

(64) एस ई बी से राज्य विद्युत बोर्ड जिसमें राज्य विद्युत विभाग भी सम्मिलित है, अभिप्रेत है ।

(65) एस ई आर सी से राज्य विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है ।

(66) एस एस एन एन एल से सरदार सरोवर नर्मदा निगम लिमिटेड अभिप्रेत है ।

(67) राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एस एस डी सी) से अधिनियम की धारा 31 की उपधारा (1) के अधीन स्थापित केन्द्र अभिप्रेत है ।

(68) राज्य पारेषण उपयोगिता (एस टी यू) से ऐसा बोर्ड या सरकारी कंपनी अभिप्रेत है जो अधिनियम की धारा 39 की उपधारा (1) के अधीन राज्य सरकार द्वारा इस रूप में अभिहित की गई है ।

(69) स्टेटिक वी ए आर कंपनसेटर (एस वी सी) से उत्पादन के प्रयोजन के लिए या रिएक्टिव ऊर्जा को समामेलित करने के लिए डिजाइन की गई विद्युत सुविधा अभिप्रेत है ।

(70) तकनीकी सहयोग समिति (टी सी सी) से क्षेत्रीय ग्रिड के प्रचालन के तकनीकी तथा वाणिज्यिक पहलुओं का समन्वय करने के लिए आर पी सी द्वारा स्थापित समिति अभिप्रेत है ।

(71) समय ब्लाक से प्रत्येक 15 मिनट का ब्लाक अभिप्रेत है जिसके लिए विशेष ऊर्जा मीटर विनिर्दिष्ट विद्युत पैरामीटरों तथा मात्राओं को प्रारंभिक प्रथम समय ब्लाक और 00.00 घंटे के साथ अभिलिखित करते हैं ।

(72) पारेषण अनुज्ञप्ति से विद्युत को पारेषित करने के लिए अधिनियम की धारा 14 के अधीन अनुदत्त अनुज्ञप्ति अभिप्रेत है ।

(73) पारेषण योजना मानदंड से पारेषण प्रणाली की योजना या डिजाइन के लिए सी ई ए द्वारा जारी नीति, मानक तथा मार्गदर्शक सिद्धान्त अभिप्रेत हैं ।

(74) उपयोक्ता से आईएसटीएस का उपयोग करने वाले व्यक्ति/अभिकरण को निर्दिष्ट करने के लिए आई ई जी सी के विभिन्न खंडों में प्रयुक्त पद अभिप्रेत हैं जो आई ई जी सी के प्रत्येक खंड में और विशिष्ट रूप से पहचाने गए हैं ।

अध्याय 2

विभिन्न संगठनों तथा इनके संयोजन की भूमिका

2.1 प्रस्तावना

- 2.1.1 विद्युत अधिनियम, 2003 को ध्यान में रखते हुए, यह आवश्यक हो गया है कि प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों, प्रादेशिक ऊर्जा समितियों/प्रादेशिक विद्युत बोर्डों, केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता तथा उनके संगठनात्मक संयोजनों की भूमिका को पुनः परिभाषित किया जाए जिससे कि एक बड़े स्तर पर क्षेत्रीय ग्रिडों और राष्ट्रीय ग्रिड के विकास तथा उसके सुचारु

प्रचालन को सुकर बनाया जा सके। यह अध्याय ग्रिड कोड से संबंधित विभिन्न संगठनों के कृत्यों को परिभाषित करता है।

2.2 प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों की भूमिका

2.2.1 विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 28 तथा धारा 29 के अनुसार, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र के कृत्य निम्नलिखित हैं:—

- (1) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र संबद्ध क्षेत्र में विद्युत प्रणाली का समेकित प्रचालन सुनिश्चित करने के लिए एक शीर्षस्थ निकाय होगा।
- (2) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र, विद्युत के चक्रण और अधिकतम निर्धारण तथा प्रेषण के संबंध में ऐसे सिद्धान्तों, मार्गदर्शक सिद्धान्तों तथा पद्धतियों का अनुपालन करेगा जो ग्रिड कोड में विनिर्दिष्ट किया जाए।
- (3) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र,—
 - (क) क्षेत्र में प्रचालित करने वाले अनुज्ञप्तिधारियों या उत्पादन कंपनियों के साथ की गई संविदाओं के अनुसार प्रेषण के लिए उत्तरदायी होगा;
 - (ख) ग्रिड प्रचालनों का मानीटर करेगा;
 - (ग) प्रादेशिक ग्रिड के माध्यम से पारेषित विद्युत की मात्रा का लेखा रखेगा;
 - (घ) अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली का पर्यवेक्षण और नियंत्रण करेगा; और
 - (ङ) ग्रिड मानकों और ग्रिड के अनुसार प्रादेशिक ग्रिड के सुनिश्चित और मितव्ययी प्रचालन के द्वारा क्षेत्र के भीतर विद्युत के ग्रिड नियंत्रण तथा प्रेषण के लिए यथार्थिक समय प्रचालन करने के लिए उत्तरदायी होगा।
- (4) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र ऐसे निदेश दे सकेगा और ऐसा पर्यवेक्षण तथा नियंत्रण कर सकेगा जो ग्रिड प्रचालनों के स्थायित्व को सुनिश्चित करने के लिए और उसके नियंत्रणाधीन क्षेत्र में विद्युत प्रणाली के प्रचालन में अधिकतम मितव्ययी तथा दक्षता प्राप्त करने के लिए अपेक्षित हो।
- (5) प्रत्येक अनुज्ञप्तिधारी, उत्पादन कंपनी, उत्पादन केन्द्र, उपकेन्द्र और विद्युत प्रणाली के प्रचालन से जुड़ा कोई अन्य व्यक्ति, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों द्वारा जारी किए गए निदेशों का अनुपालन करेगा।
- (6) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों द्वारा राज्य पारेषण लाइनों के किसी पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य के किसी अन्य अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी (उनसे भिन्न जो अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली से जुड़े हुए हैं) या राज्य में उपकेन्द्र को जारी किए जाने वाले सभी निदेश राज्य भार प्रेषण केन्द्र की मार्फत जारी किए जाएंगे और राज्य भार प्रेषण केन्द्र यह सुनिश्चित करेंगे कि ऐसे निदेशों का

अनुज्ञापिधारी या उत्पादन कंपनी या उपकेन्द्र द्वारा सम्यक् रूप से अनुपालन किया जाता है।

- (7) यदि कोई विवाद विद्युत की क्वालिटी और प्रादेशिक ग्रिड के सुरक्षित, सुनिश्चित और समेकित प्रचालन के संदर्भ में या इस धारा के अधीन दिए गए किसी निदेश के संबंध में उत्पन्न होता है, तो उसे केन्द्रीय आयोग को विनिश्चय के लिए भेजा जाएगा।

परन्तु यह कि केन्द्रीय आयोग का विनिश्चय लंबित रहने तक, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र के निदेशों का, यथास्थिति, राज्य भार प्रेषण केन्द्र या अनुज्ञापिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा अनुपालन किया जाएगा।

2.2.2 प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों के विशेष कृत्य निम्नलिखित रूप में अनुध्यात हैं :—

- (1) प्रणाली प्रचालन तथा नियंत्रण जिसमें ऊर्जा का अन्तर-राज्यिक/अन्तर-प्रादेशिक अन्तरण आकस्मिकता विश्लेषण और वास्तविक समय आधार पर प्रचालनात्मक योजना सम्मिलित है ;
- (2) उत्पादन की अनुसूचीकरण/पुनःअनुसूचीकरण ;
- (3) आगामी ग्रिड बाधाओं को प्रतिस्थापित करने की प्रणाली ;
- (4) मीटरिंग तथा आंकड़ा संग्रहण ;
- (5) प्रणाली प्रचालन से संबंधित आंकड़ों को संकलन तथा प्रस्तुत करना ;
- (6) प्रादेशिक यू आई पूल खाता तथा प्रादेशिक रिएक्टिव ऊर्जा खाता का प्रचालन।

2.2.3 अन्तर-राज्यिक पारेषण में खुली पहुंच की दशा में, क्षेत्र के प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र, जहां विद्युत की निकासी अवस्थित है, अल्पकालिक पारेषण पहुंच के लिए नोडल अभिकरण होगा। अल्पकालिक खुली पहुंच के संबंध में प्रक्रिया तथा पद्धतियां समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अन्तर-राज्यिक पारेषण में खुली पहुंच) विनियम, 2004 के अनुसार होंगी।

2.3 क्षेत्रीय ऊर्जा समिति की भूमिका

2.3.1 आर पी सी को क्षेत्र में ऊर्जा प्रणाली के एकीकृत प्रचालन को सुकर बनाने के लिए विनिर्दिष्ट क्षेत्रों के लिए केन्द्रीय सरकार के तारीख 25.5.2005 के संकल्प द्वारा गठित किया गया है। बोर्ड के सचिवालय का प्रधान सदस्य सचिव होता है। जिसे केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा आर पी सी सचिवालय के अन्य कर्मचारिवृन्द के साथ नियुक्त किया जाता है। विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 2((4) के अधीन, क्षेत्र में क्षेत्रीय ऊर्जा समिति समय-समय पर उस क्षेत्र में समेकित ग्रिड स्थापित और निर्बाध प्रचालन तथा विद्युत प्रणाली के प्रचालन में मितव्ययिता तथा दक्षता से संबंधित विषयों पर सहमत हो सकेगी।

2.3.2. निम्नलिखित कृत्यों, जो प्रणाली के स्थायित्व तथा निर्बाध प्रचालन को सुकर बनाते हैं, की आर पी सी के लिए पहचान की गई है :—

- (i) ग्रिड कार्य निष्पादन में सुधार करने के लिए क्षेत्रीय स्तर पर प्रचालन विश्लेषण आरंभ करना ;
- (ii) ऊर्जा का अन्तर-राज्यिक/अन्तर-प्रादेशिक अन्तरण को सुकर बनाना ।
- (iii) सी टी यू/एस टी यू के साथ अन्तर-राज्यिक/अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली से संबंधित योजनाओं के सभी कृत्यों को सुकर बनाना ;
- (iv) क्षेत्र की विभिन्न उत्पादन कंपनियों की उत्पादन मशीनों के रख-रखाव की योजना का समन्वय करना जिसमें वार्षिक आधार पर क्षेत्र को विद्युत प्रदाय करने वाली अन्तर-राज्यिक उत्पादन कंपनियां भी सम्मिलित हैं और मासिक आधार पर रख-रखाव के लिए बनाए गए कार्यक्रम का पुनर्विलोकन आरंभ करना ;
- (v) मासिक आधार पर पारेषण प्रणाली के आउटलेज की योजना आरंभ करना ;
- (vi) प्रचालनात्मक योजना अध्ययन आरंभ करना जिसमें ग्रिड के स्थायी प्रचालन के लिए संरक्षण अध्ययन भी सम्मिलित है ;
- (vii) प्रणाली अध्ययन समिति के माध्यम से रिएक्टिव प्रतिकर अपेक्षा का पुनर्विलोकन करके पर्याप्त वोल्टता को बनाए रखने के लिए योजना तथा संस्थापित कपेसिटर्स की मानीटरिंग आरंभ करना ;
- (viii) क्षेत्र में ऊर्जा प्रणाली के प्रचालन में गितव्ययिता तथा दक्षता से संबंधित सभी मुद्दों पर आम सहमति बनाना ।

2.3.3 क्षेत्रीय ग्रिड के प्रचालन तथा विद्युत का अनुसूचीकरण तथा प्रेषण के बारे में सहमति प्राप्त करके आर पी सी का विनिश्चय का अनुसरण केन्द्रीय आयोग के निदेशों, यदि कोई हों, के अधीन रहते हुए आर एल डी सी द्वारा किया जाएगा ।

2.3.4 अनुचित व्यवहार, विर्ताब, भेदभाव, जानकारी का अभाव, गलत जानकारी का दिया जाना या अन्तर-राज्यिक पारेषण में खुली पहुंच से संबंधित किसी अन्य मामलों के बारे में सभी शिकायतें उस क्षेत्र के सदस्य सचिव, आर पी सी को भेजी जाएंगी जिसमें वह प्राधिकरण, जिसके विरुद्ध शिकायत की गई है, अवस्थित है । सदस्य सचिव, आर पी सी शिकायत की जांच करेगा तथा उनको दूर करने का प्रयास करेगा । यदि सदस्य सचिव, आर पी सी मामले को निपटाने में असफल रहता है तो विनिश्चय के लिए इसे केन्द्रीय आयोग को रिपोर्ट किया जाएगा ।

2.3.5 सदस्य सचिव, आर पी सी पारेषण प्रभारों/क्षमता प्रभारों और प्रोत्साहन का संदाय करने के प्रयोजन के लिए निम्नलिखित को प्रमाणित करेगा :—

- (1) क्षेत्रीय ए सी तथा एच वी डी सी पारेषण प्रणाली की उपलब्धता ;
- (2) आई एस पी एस (थर्मिन) के लिए उपलब्धता और संयंत्र भार कारक ;
- (3) आई एस सी एस (लाइव्ज़) के क्षमता इंडेक्स ।

2.4 सी टी यू की भूमिका

2.4.1 विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 38 के अनुसार, केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता (सी टी यू) के निम्नलिखित कृत्य होंगे:--

- (1) (क) अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली के द्वारा विद्युत का पारेषण करना ;
- (ख) निम्नलिखित के साथ अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली से संबंधित योजना तथा समन्वय के सभी कृत्यों का निर्वहन करना--
 - (i) राज्य पारेषण उपयोगिता ;
 - (ii) केन्द्रीय सरकार ;
 - (iii) राज्य सरकारें ;
 - (iv) उत्पादन कंपनियां ;
 - (v) प्रादेशिक विद्युत समितियां ;
 - (vi) प्राधिकरण ;
 - (vii) अनुज्ञापतिधारी ;
 - (viii) केन्द्रीय सरकार द्वारा इस निमित्त अधिसूचित कोई अन्य व्यक्ति ;
- (ग) उत्पादन केन्द्रों से भार केन्द्रों को विद्युत के निर्बाध प्रवाह के लिए अन्तर-राज्यिक पारेषण लाइनों की दक्ष, समन्वित और मितव्ययी प्रणाली का विकास सुनिश्चित करना ;
- (घ) अपनी पारेषण प्रणाली तक अविभेदकारी निर्बाध पहुंच,—
 - (i) किसी अनुज्ञापतिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा पारेषण प्रभारों के संदाय ; या
 - (ii) किसी उपभोक्ता द्वारा जब कभी ऐसी निर्बाध पहुंच धारा 42 की उपधारा (2) के अधीन राज्य आयोग द्वारा प्रदान की जाए, पारेषण प्रभारों और उस ऐसे अधिकार के संदाय पर जो केन्द्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए,

उपयोग के लिए प्रदान करना ।

- (2) जब तक केन्द्रीय सरकार द्वारा ऐसी कंपनी या प्राधिकरण या निगम को अधिसूचित नहीं किया जाता है तब तक केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र को संचालित करेगा ।

2.4.2 सीटीयू विद्युत के उत्पादन या विद्युत के व्यापार का कारबार नहीं करेगी ।

2.4.3 अन्तर-राज्यिक पारेषण में खुली पहुंच की दशा में, दीर्घकालिक पारेषण पहुंच के लिए नोडल अभिकरण केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता तब होगी जब यदि उसकी प्रणाली का उपयोग किया जाता है। दीर्घकालिक खुली पहुंच के संबंध में प्रक्रिया तथा पद्धतियां समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियमक आयोग (अन्तर-राज्यिक पारेषण में खुली पहुंच) विनियम के अनुसार होंगी।

2.5. केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सी ई ए) की भूमिका

2.5.1. विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 73 के अनुसार, सी ई ए के कृत्य ग्रिड कोड के यथासुसंगत निम्नलिखित होंगे :—

- (1)(i) सी ई ए विद्युत प्रणाली के विकास के लिए अल्पकालिक तथा भावी योजना बनाएगा, और राष्ट्रीय अर्थव्यवस्था के हित साधन के लिए संसाधनों के अनुकूलतम उपयोजन के लिए योजना अभिकरणों के क्रियाकलापों को समन्वित करना तथा उपभोक्ताओं को विश्वसनीय और क्षमता योग्य विद्युत उपलब्ध कराएगा ;
- (ii) विद्युत संयंत्रों, विद्युत लाइनों और ग्रिड से संयोजकता के संनिर्माण के लिए तकनीकी मानक विनिर्दिष्ट करेगा ;
- (iii) विद्युत संयंत्रों और विद्युत लाइनों के संनिर्माण, प्रचालन और अनुक्षण के लिए सुरक्षा अपेक्षाएं विनिर्दिष्ट करेगा ;
- (iv) पारेषण लाइनों के प्रचालन तथा अनुक्षण के लिए ग्रिड मानक विनिर्दिष्ट करेगा ;
- (v) विद्युत के पारेषण और प्रदाय के लिए मीटरों के संस्थापन की शर्तें विहित करेगा ;
- (vi) विद्युत प्रणाली में सुधार लाने तथा उसके संवर्धन के लिए स्कीमों और परियोजनाओं को समय पर पूरा किए जाने के लिए प्रोत्साहन देगा तथा उसमें सहायता करेगा ;
- (vii) विद्युत के उत्पादन पारेषण, व्यापार, वितरण तथा उपयोग से संबंधित आंकड़े एकत्रित करना और अभिलिखित करना और लागत, दक्षता, प्रतिस्पर्धा तथा ऐसे ही विषयों से संबंधित अध्ययन करेगा ;
- (viii) विद्युत के उत्पादन या पारेषण या वितरण के प्रयोजनों के लिए कोई अन्वेषण करेगा या कराएगा ।
- (2) सी ई ए विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3(1) के उपबंधों के अधीन केन्द्रीय सरकार द्वारा तैयार राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करेगा । सी ई ए पांच वर्ष में एक बार राष्ट्रीय विद्युत योजना को अधिसूचित करेगा ।

2.6 राज्य भार प्रेषण केन्द्र की भूमिका

- 2.6.1. विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 32 के अनुसार, राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एस एल डी सी) राज्य में विद्युत प्रणाली का समाकलित प्रचालन सुनिश्चित करने के लिए शीर्षस्थ निकाय होगा।
- 2.6.2. एस एल डी सी अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली का पर्यवेक्षण और नियंत्रण करेगा। एस एल डी सी ग्रिड मानकों और राज्य ग्रिड कोड के सुरक्षित और मितव्ययी प्रचालन के द्वारा राज्य के भीतर विद्युत के ग्रिड नियंत्रण तथा प्रेषण के लिए यथार्थिक समय प्रचालनों के लिए उत्तरदायी होगा। एस एल डी सी आर एल डी सी के निदेशों का अनुपालन करेगा।
- 2.6.3. एस एल डी सी राज्य ग्रिड के माध्यम से पारेषित विद्युत की मात्रा का लेखा रखेगा।

2.7.1. राज्य पारेषण उपयोगिता की भूमिका

- 2.7.2. विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 39 यह उद्धृत करती है कि राज्य पारेषण उपयोगिता (एस टी यू) के निम्नलिखित कृत्य होंगे :--

- (1) (क) अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली के द्वारा विद्युत का पारेषण करना ;
- (ख) निम्नलिखित के साथ अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली से संबंधित योजना तथा समन्वय के सभी कृत्यों का निर्वहन करना--
 - (i) केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता ;
 - (ii) राज्य सरकारें ;
 - (iii) उत्पादन कंपनियां ;
 - (iv) प्रादेशिक विद्युत समितियां ;
 - (v) प्राधिकरण ;
 - (vi) अनुज्ञप्तिधारी ;
 - (vii) राज्य सरकार द्वारा इस निमित्त अधिसूचित कोई अन्य व्यक्ति ;
- (ग) उत्पादन केन्द्र से भार केन्द्रों को विद्युत के निर्बाध प्रवाह के लिए अन्तर-राज्यिक पारेषण लाइनों की दक्ष, समन्वित और मितव्ययी प्रणाली या विकास सुनिश्चित करना ;
- (घ) अपनी पारेषण प्रणाली तक अविभेदकारी निर्बाध पहुंच,—
 - (i) किसी अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा पारेषण प्रभारों के संदाय पर ; या

- (ii) किसी उपभोक्ता द्वारा जब कभी ऐसी निर्बाध पहुंच धारा 42 की उपधारा (2) के अधीन राज्य आयोग द्वारा प्रदान की जाए, पारेषण प्रभारों और उस ऐसे अधिकार के संदाय पर, जो केन्द्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए,

उपयोग के लिए प्रदान करना ।

- (2) जब तक सरकारी कंपनी या किसी प्राधिकरण या निगम राज्य सरकार द्वारा अधिसूचित नहीं किया जाता है तब तक राज्य पारेषण उपयोगिता राज्य भार प्रेषण केन्द्र को प्रचालित करेगी ।

अध्याय 3

अन्तर-राज्यिक पारेषण के लिए योजना कोड

यह अध्याय अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली से संबंधित विभिन्न पहलुओं का उल्लेख करता है ।

3.1 प्रस्तावना

- (i) विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 38(2)(ख) के अनुसार, केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता (सी टी यू) राज्य पारेषण उपयोगिता, केन्द्रीय सरकार, राज्य सरकार, उत्पादन कंपनियों, क्षेत्रीय ऊर्जा समिति, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, अनुज्ञप्तिधारी तथा केन्द्रीय सरकार द्वारा इस निमित्त अधिसूचित कोई अन्य व्यक्ति के साथ समन्वय में अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली से संबंधित योजना तथा समन्वय के सभी कृत्यों का निर्वहन करेगा ।
- (ii) विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 38(2)(घ) के अनुसार, केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता अन्य बातों के साथ-साथ अपनी पारेषण प्रणाली तक अविभेदकारी निर्बाध पहुंच,—
- (क) किसी अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा पारेषण प्रभारों के संदाय पर ; या
- (ख) किसी उपभोक्ता द्वारा जब कभी ऐसी निर्बाध पहुंच धारा 42 की उपधारा (2) के अधीन राज्य आयोग द्वारा प्रदान की जाए, पारेषण प्रभारों और उस पर ऐसे अधिभार के संदाय पर जो केन्द्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए,

उपयोग के लिए प्रदान करेगा ।

- (iii) इसी प्रकार, अधिनियम की धारा 39(2)(ख) के अनुसार राज्य पारेषण उपयोगिता (एस टी यू) केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता, राज्य सरकारों, उत्पादन कंपनियों, क्षेत्रीय ऊर्जा समिति, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सी ई ए), अनुज्ञप्तिधारी और राज्य सरकार द्वारा इस निमित्त अधिसूचित कोई अन्य व्यक्ति के साथ अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली से संबंधित योजना तथा समन्वय के सभी कृत्यों का निर्वहन करेगा ।
- (iv) विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 39(2)(घ) के अनुसार, राज्य पारेषण उपयोगिता (एस टी यू) अन्य बातों के साथ-साथ अपनी पारेषण प्रणाली तक अविभेदकारी निर्बाध पहुंच,—
- (क) किसी अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा पारेषण प्रभारों के संदाय पर ; या

(ख) किसी उपभोक्ता द्वारा जब कभी ऐसी निर्बाध पहुंच धारा 42 की उपधारा (2) के अधीन राज्य आयोग द्वारा प्रदान की जाए, पारेषण प्रभारों और उस ऐसे अधिभार के संदाय पर जो केन्द्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए,

उपयोग के लिए प्रदान करना ।

(v) विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 40 के अनुसार, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अन्य बातों के साथ-साथ अपनी पारेषण प्रणाली तक अविभेदकारी निर्बाध पहुंच,—

(क) किसी अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा पारेषण प्रभारों के संदाय पर ; या

(ख) किसी उपभोक्ता द्वारा जब कभी ऐसी निर्बाध पहुंच धारा 42 की उपधारा (2) के अधीन राज्य आयोग द्वारा प्रदान की जाए, पारेषण प्रभारों और उस ऐसे अधिभार के संदाय पर जो केन्द्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए,

उपयोग के लिए प्रदान करना ।

(vi) विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3(4) के अनुसार, सी ई ए राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार, राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करेगा और ऐसी योजना को पांच वर्ष में एक बार अधिसूचित करेगा । अधिनियम की धारा 3(5) के अनुसार, सी ई ए राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार राष्ट्रीय विद्युत योजना का पुनर्विलोकन या पुनरीक्षण कर सकेगा ।

(vii) अधिनियम की धारा 73(क) के अनुसार, सी ई ए राष्ट्रीय विद्युत नीति से संबंधित विषयों पर केन्द्रीय सरकार को सलाह देगा, विद्युत प्रणाली के विकास के लिए अल्पकालिक और भावी योजनाएं बनाएगा तथा राष्ट्रीय अर्थव्यवस्था के हित साधन के लिए संसाधनों के अनुकूलतम उपयोजन के लिए योजना अभिकरणों के क्रियाकलापों की समन्वित करेगा तथा सभी उपभोक्ताओं को विश्वसनीय तथा क्षमतायोग्य विद्युत उपलब्ध कराएगा ।

(viii) योजना कोड में नीति को विनिर्दिष्ट किया गया है तथा क्षेत्रीय ग्रिडों तथा अन्तर प्रादेशिक लिंकों की योजना में लागू की जाने वाली प्रक्रिया सम्मिलित है ।

3.2 उद्देश्य

योजना कोड के उद्देश्य निम्नलिखित हैं :—

(क) सिद्धान्त, प्रक्रिया तथा मार्गदर्शक सिद्धान्त को विनिर्दिष्ट करना जो आईएसटीएस तथा अन्तर प्रादेशिक लिंकों की योजना तथा विकास में उपयोगी होंगे ;

(ख) आईएसटीएस के किसी प्रस्तावित विकास में सभी क्षेत्रीय संघटकों और अभिकरणों के बीच समन्वय बढ़ाना ;

- (ग) आईएसटीएस की योजना तथा विकास में क्षेत्रीय संघटकों तथा अभिकरणों के बीच पद्धति तथा जानकारी का आदान प्रदान करना ।

3.3. विस्तार

योजना कोड सी टी यू अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों, अन्तर-राज्यिक उत्पादन केन्द्रों, जो आईएसटीएस को विकसित करने में उससे जुड़े हों या उनका उपयोग करते हों, को लागू होता है । यह योजना कोड आईएसटीएस को/उससे ऊर्जा का उत्पादन और/ या पारेषण से संबंधित उत्पादन कंपनियों आई पी पी, एस ई बी/एस टी यू को भी लागू होता है ।

3.4 योजना नीति

- (क) सी ई ए अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली तथा अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली के लिए भावी पारेषण योजना को विरचित करेगा । ये भावी पारेषण योजना सीजनल तथा दिन के समय फेरफार पर विचार करने के लिए भार प्रोजेक्शन तथा उत्पादन परिप्रेक्ष्य के पुनरीक्षण में देखरेख करने के लिए निरन्तर तैयार रहता है ।

- (ख) सी टी यू प्रमुख अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली की पहचान करने के लिए अपेक्षानुसार समय-समय पर योजना प्रक्रिया को कार्यान्वित करता है जिसमें अन्तर-राज्यिक स्कीमें भी सम्मिलित हैं जो सी ई ए द्वारा विकसित भावी योजना में फिट बैठती हैं । जबकि योजना स्कीमों में, सी टी यू द्वारा विभिन्न अभिकरणों/ प्रादेशिक संघटकों के साथ परामर्श करने में और अधिप्रमाणित प्रकृति के आंकड़े एकत्रित करने के अलावा निम्नलिखित पर विचार किया जाता है,—

- (i) सी ई ए द्वारा विरचित भावी योजना ;
- (ii) सी ई ए द्वारा प्रकाशित भारत विद्युत ऊर्जा सर्वेक्षण ;
- (iii) पारेषण योजना मानदंड तथा सी ई ए द्वारा जारी मार्गदर्शक सिद्धान्त ;
- (iv) भारत सरकार द्वारा जारी राष्ट्रीय विद्युत नीति पर रिपोर्ट जो आईएसटीएस के विकास के लिए सुसंगत होती है ।

- (ग) प्रमुख अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली के अतिरिक्त, सी टी यू समय-समय पर स्कीमों को सुदृढ़ करने के लिए योजना बनाएगा जिसकी आवश्यकता ऊर्जा अन्तरण में अवरोधों को दूर करने तथा ग्रिड के संपूर्ण कार्य निष्पादन में सुधार करने में उत्पन्न होगी । अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रस्तावों, जिसमें योजना अध्ययनों के आधार पर पहचानी गई स्कीम को सुदृढ़ करना भी सम्मिलित है, पर फायदाग्राहियों, आर पी सी, सी ई ए तथा आर एल डी सी के परामर्श से सी टी यू द्वारा गठित पारेषण योजना के लिए क्षेत्रीय समितियों की बैठकों में विचार-विमर्श, पुनर्विलोकन तथा अंतिम रूप दिया जाएगा ।

- (घ) अन्तर-राज्यिक पारेषण में खुली पहुंच प्रदान करने के लिए सी ई आर सी विनियम के अनुसार, आवेदक को दीर्घकालिक पारेषण पहुंच की व्यवस्था करने के लिए नोडल अभिकरण सी टी यू होगा यदि उसकी प्रणाली का उपयोग किया

जाता है और अल्पकालिक पारेषण पहुंच के लिए उस क्षेत्र का प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र होगा जहां विद्युत की निकासी का स्थान अवस्थित है।

- (ड) यदि आईएसटीएस में दीर्घकालिक खुली पहुंच प्रणाली को मजबूत किए बिना अनुज्ञात नहीं किया जाता है, तो आवेदक सी टी यू से सुदृढ़ करने वाली अपेक्षा की पहचान करने तथा उसकी प्राक्कलित लागत प्रणाली अध्ययन करने का अनुरोध करेगा।

इसके अतिरिक्त सी ई आर सी और समय-समय पर सी टी यू द्वारा विरचित निर्बंधनों तथा शर्तों के अनुसार, दीर्घकालिक खुली पहुंच प्रदान करने के लिए, दीर्घकालिक खुली पहुंच के लिए आवेदन, जिसमें आईएसटीएस में सी टी यू द्वारा पहचानी गई सुदृढ़ प्रणाली भी सम्मिलित है, पर अन्य अभिकरणों के साथ विचार-विमर्श किया जाएगा तथा उसको अंतिम रूप दिया जाएगा।

- (च) सभी संघटक तथा अभिकरण सी टी यू को उसकी योजना बनाने तथा उसे अंतिम रूप देने में समर्थ बनाने के लिए समय-समय पर बांछित योजना आंकड़ा प्रदान करेंगे।
- (छ) योजना रिपोर्ट में अतिरिक्त पारेषण अपेक्षा संबंधी अध्ययन सम्मिलित होंगे जिसमें न केवल अन्तर-राज्यिक पारेषण लाइन सम्मिलित होगी अपितु उसमें ट्रांसफार्मर, कैपेसिटर, रिएक्टर आदि जैसे अतिरिक्त उपकरण भी सम्मिलित होंगे।
- (ज) योजना रिपोर्ट अतिरिक्त अपेक्षा तथा नई स्कीमों पर हुई वास्तविक प्रगति को पूरा करने के लिए की गई कार्रवाई को भी उपदर्शित करती है। यो रिपोर्ट आईएसटीएस को विनिधान विनिश्चय/संयोजन विनिश्चय करने के लिए किसी भी हितबद्ध पक्षकार को उपलब्ध होंगी।
- (झ) जैसा कि वोल्टता प्रबंधन ऊर्जा के अन्तर-राज्यिक पारेषण में एक अहम भूमिका अदा करता है, कैपेसिटर्स, रिएक्टरों, एस वी सी तथा लचीला वैकल्पिक करंट पारेषण प्रणाली (एफएसीटीएस) आदि की योजना बनाने के लिए विशेष ध्यान दिया जाएगा।
- (ञ) सी टी यू द्वारा तैयार योजना के आधार पर, राज्य पारेषण उपयोगिता (एस टी यू) को आईएसटीएस से और ऊर्जा प्राप्त करने के अपनी प्रणाली की योजना को बनाना होगा।

आईएसटीएस से परे ऊर्जा समामेलित/प्राप्त करने के लिए अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली में किसी भी प्रकार सुदृढ़ता की अपेक्षा करने वाले दीर्घकालिक खुली पहुंच आवेदनों की दशा में, आवेदक संबंधित एस टी यू के साथ समन्वय करेगा।

- (ट) अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली और सहबद्ध अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली अनुपूरक है तथा वे अन्य योजना तथा कार्य निष्पादन पर अन्तर आश्रित है तथा प्रभावित करती है। इसलिए, सहबद्ध अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली उपरोक्त 3.4(ग) में उपदर्शित आईएसटीएस के प्रस्ताव को अंतिम रूप देने के लिए विचार-विमर्श के दौरान कार्यान्वित करने से पूर्व विचार-विमर्श भी करेगी तथा उसका पुनर्विलोकन करेगी।

3.5. योजना मानदंड

साधारण नीति

(क) योजना मानदंड ऐसी सुरक्षा नीति के आधार पर होते हैं जिस पर आईएसटीएस ने योजना बनाई हो। सुरक्षा नीति पारेषण योजना मानदंड तथा सी ई ए द्वारा दिए गए अन्य मार्गदर्शक सिद्धान्तों के अनुसार हो सकेगी। साधारण नीति निम्नलिखित रूप में है :--

(i) साधारण नियम में आईएसटीएस नियमित प्रचालन के दौरान लोड शेडिंग की आवश्यकता के बिना या उत्पादन का पुनःअनुसूचीकरण किए बिना निम्नलिखित प्रासंगिक आउटेज को रोकने तथा उसके प्रति सुरक्षित होंगे :--

- 132 केवी डी/सी लाइन का आउटेज ; या
- 220 केवी डी/सी लाइन का आउटेज ; या
- 400 केवी एस/सी लाइन का आउटेज ; या
- एकल अन्तर संयोजक ट्रांसफार्मर का आउटेज ; या
- एच वी डी सी बाईपोल लाइन का एक पोल आउटेज ; या
- 765 केवी एस/सी लाइन का आउटेज ।

(ii) उपरोक्त प्रासंगिकताएं दूसरी 220 केवी डी/सी लाइन या दूसरे कारीडोर में 400 केवी एस/सी लाइन पूर्व प्रासंगिक प्रणाली की क्षीणता (योजनाबद्ध आउटेज) की अवास्तविकता पर विचार किया जाएगा। सभी उत्पादन यूनिटें अपने रिएक्टर क्षमता के भीतर प्रचालित की जा सकेंगी और नेटवर्क वोल्टता को प्रोफाइल विनिर्दिष्ट वोल्टता सीमाओं के भीतर बनाए रखा जाएगा।

(ख) आईएसटीएस स्थायित्व की हानि के बिना अधिक गंभीर एकल प्रणाली इंडीड की हानि को बनाए रखने में समर्थ होगा।

(ग) उपरोक्त परिभाषित किसी भी बात को निम्नलिखित के लिए कारित नहीं माना जाएगा :--

- (i) प्रदाय की हानि ;
- (ii) निम्न फ्रिक्वेंसी प्रणाली और उपरोक्त विनिर्दिष्ट सीमाओं का दीर्घ प्रचालन ;
- (iii) अस्वीकार्य उच्च तथा निम्न वोल्टता ;

- (iv) प्रणाली अस्थायित्व ;
- (v) आईएसटीएस तत्वों का अस्वीकार्य अधिक भार ।
- (घ) सभी उपकेन्द्रों (132 केवी और उससे ऊपर) में, कम से कम दो ट्रांसफार्मर लगाए जाएंगे ।
- (ङ) सी टी यू आईएसटीएस के रिएक्टिव ऊर्जा प्रतिकर के लिए योजना अध्ययन करेगा जिसमें आई एसजी एस स्विचयार्ड पर रिएक्टिव ऊर्जा प्रतिकर अपेक्षा भी सम्मिलित है ।

3.6. योजना आंकड़ा

- (क) इस योजनाबद्ध कोड के अधीन, एस ई बी/एस टी यू/आई एस जी एस/राज्य उत्पादन कंपनियां/आई पी पी/अनुज्ञप्तिधारकों को निम्नलिखित दो प्रकार के आंकड़े प्रदान करने होते हैं :--
 - (i) मानक योजना आंकड़ा ;
 - (ii) विस्तृत योजना आंकड़ा ।
- (ख) मानक योजना आंकड़ा
 - (i) मानक योजना आंकड़े में वह ब्यौरे होते हैं जिससे उपयोक्ता विकास के कारण आर एस टी एस पर होने वाले प्रभाव का अन्वेषण करने के लिए सी टी यू के लिए सामान्यतः पर्याप्त होने की आशा की जाती है ।
 - (ii) मानक योजना आंकड़ा में (क) प्रारंभिक परियोजना योजना आंकड़े (ख) वचनबद्ध परियोजना योजना आंकड़े और (ग) संयोजित योजना आंकड़े सम्मिलित होते हैं जिन्हें आईएसटीएस से जुड़े राज्य विद्युत बोर्डों/एस टी यू तथा उत्पादन कंपनियों को प्रस्तुत करना चाहिए । यह आंकड़ा सी टी यू द्वारा प्रदाय किए गए मानक प्रारूपों में समय-समय पर सी टी यू को प्रस्तुत किया जाएगा ।
 - (iii) इस आंकड़े को प्रस्तुत किए जाने के लिए मानक प्रारूपों को केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा (अगस्त 2001 में) विकसित और अनमोदित कर दिया गया है ।
- (ग) विस्तृत योजना आंकड़े

विस्तृत योजना आंकड़े में ऐसे अतिरिक्त और अवस्तुत आंकड़े सम्मिलित हैं जिनसे आई एस टी एस पर उपभोक्ता विकास के प्रभाव को जानने के लिए सी टी यू द्वारा अपेक्षित किए जाने के लिए सामान्यतः आशा नहीं की जाती है । यह आंकड़ा आईएसटीएस के उपभोक्ता द्वारा जब कभी सी टी यू द्वारा अपेक्षित हो, प्रस्तुत किया जाएगा ।

3.7 पारेषण योजना का कार्यान्वयन

पारेषण लाइनों, अन्तर-संयोजित ट्रांसफार्मर, रिएक्टर्स/कैपेसिटर्स और अन्य पारेषण तत्वों के कार्यान्वयन का वास्तविक कार्यक्रम संबंधित अभिकरणों के परामर्श से सी टी यू द्वारा अवधारित किया जाएगा। इस संकर्म का पूरा किया जाना एक विहित समय के भीतर संबंधित अभिकरण के माध्यम से सी टी यू द्वारा सुनिश्चित किया जाएगा।

अध्याय 4

संयोजन शर्तें

4.1 प्रस्तावना

संयोजन शर्तें न्यूनतम तकनीकी तथा डिजाइन मानदंड विहित करती हैं जिनका पालन सी टी यू द्वारा और आईएसटीएस से संयोजन चाहने वाले किसी अन्य अभिकरण द्वारा किया जाएगा। वे ऐसी प्रक्रिया भी विहित करते हैं जिसके द्वारा सी टी यू तय किए गए संयोजन के लिए पूर्व अध्यपेक्षा के अनुसार उपरोक्त मानदंड के साथ किसी अभिकरण द्वारा अनुपालन सुनिश्चित कराएगा।

4.2 उद्देश्य

संयोजन शर्तें निम्नलिखित सुनिश्चित करने के लिए तैयार की गई हैं :--

- (क) संयोजन के लिए मूल नियमों का पालन अविभेदकारी रीति से सभी अभिकरणों द्वारा किया जाता है ;
- (ख) कोई नया या उपांतरित संयोजन, जब लगाया जाता है, आईएसटीएस से उसका संयोजन होने के कारण न तो प्रभाव डालेगा और न ही अन्य संबंधित अभिकरण की प्रणाली पर अस्वीकार्य प्रभाव अधिरोपित करेगा ;
- (ग) सभी उपकरणों के लिए स्वामित्व और उत्तरदायित्व ऐसे प्रत्येक स्वरूप के लिए जहां संयोजन उपलब्ध कराया जाता है, अनुसूची भी (स्थल उत्तरदायित्व अनुसूची) में स्पष्ट रूप से उपदर्शित की जाएगी।

4.3 विस्तार

सभी संघटकों (सी टी यू, आई एस जी एस, एस ई बी/ एस टी यू) और आईएसटीएस के विकास में अन्तर्वलित और उनसे जुड़े कोई अन्य अभिकरण/अनुज्ञप्तिधारी को लागू होंगे। यह संयोजन कोड ऐसे सभी अभिकरणों को भी लागू होते हैं जिनकी आईएसटीएस को या उससे विद्युत का उत्पादन करने/पारेषित करने की योजना है। अन्तर-राज्यिक प्रणाली में संनिहित उत्पादन यूनिटों, और जो आई एस टी एस से जुड़े नहीं हैं, के लिए संयोजन शर्तें अपने-अपने एस टी यू/एस ई बी द्वारा अंतिम रूप दिया जाएगा।

4.4 संयोजन के लिए प्रक्रिया

(क) अभिकरण को आईएसटीएस से जोड़े जाने से पूर्व, इसके साथ पूरी की जाने वाली अन्य तय अपेक्षाओं के अतिरिक्त, आई ई जी सी में दी गई सभी आवश्यक शर्तों को अभिकरण द्वारा अवश्य पूरा किया जाना चाहिए। आईएसटीएस के उपयोग के लिए नए या उपांतरित संयोजन चाहने वाले किसी भी अभिकरण को निम्नलिखित ब्यौरों सहित सी टी यू को एक मानक प्ररूप में आवेदन प्रस्तुत करेगा,—

- (i) प्रस्तावित संयोजन और/या उपांतरण, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी जिसकी प्रणाली संयोजन के लिए प्रस्तावित है, संयोजन बिन्दु, संयोजित किए जाने वाले साधित्रों का विवरण या पहले की संयोजित साधित्रों का उपांतरण तथा प्रस्तावित संयोजन के फायदाग्राहियों के प्रयोजन को दर्शित करने वाली रिपोर्ट ;
- (ii) संनिर्माण अनुसूची तथा लक्ष्य पूरा होने की तारीख ;
- (iii) उस आशय की पुष्टि कि अभिकरण आई ई जी सी, भारतीय विद्युत नियम तथा विभिन्न मानक जिनमें अधिनियम के अनुसरण में बनाए गए ग्रिड संयोजकता मानक भी सम्मिलित है, द्वारा आवद्ध होगा।

सी टी यू सामान्यतः, सभी ब्यौरों की प्राप्ति की तारीख के एक मास की अवधि के भीतर अभिकरण को औपचारिक प्रस्ताव करेगा। अपेक्षाओं तथा प्रक्रियाओं के ब्यौरे और अभिकरण के साथ संयोजन करार के परिणामस्वरूप आईएसटीएस के संयोजन के प्रस्ताव में दिए जाएंगे। अनुपालन करने पर, सी टी यू इस पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा आवेदक अभिकरण को अधिसूचित करेगा जिसे आईएसटीएस से जोड़ा जा सकता है।

- (ख) तथापि, आईएसटीएस नेटवर्क तथा क्षेत्रीय संघटकों/आई एस जी एस के बीच विद्यमान संयोजनों की दशा में, संयोजन शर्तों के संबंध में एक वर्ष का शिथिलीकरण अनुज्ञात है जिससे कि वर्तमान व्यवस्था को जारी रखा जा सके। आई एस जी एस/क्षेत्रीय संघटकों के साथ संयोजन शर्तों की पुनः बातचीत की प्रक्रिया एक वर्ष की अवधि के भीतर पूरी की जाएगी। यदि यह अवधारित किया जाता है कि संयोजन शर्तों के अनुपालन में विलम्ब हो जाएगा और केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग और छूट दे सकेगा जिसके लिए संबंधित संघटक को सी टी यू की सिफारिश/टीका-टिप्पणियों के साथ एक याचिका फाइल करनी होगी। उपांतरण की लागत, यदि कोई हो, संबंधित संघटक द्वारा वहन की जाएगी।

4.5 संयोजन करार

संयोजन करार में (किन्तु जो सीमित है) यथासमुचित निबंधनों तथा शर्तों के भीतर निम्नलिखित सम्मिलित होगा :—

- (i) आई ई जी सी के अनुपालन के लिए दोनों पक्षकारों की अपेक्षा करने वाली शर्तें ;
- (ii) संयोजन, तकनीकी अपेक्षाएं तथा वाणिज्यिक व्यवस्था के ब्यौरे ;
- (iii) प्रणाली, आंकड़ा, संचार, आर टी यू आदि की आवश्यक पुनः प्रवर्तन या विस्तारण से उद्भूत कोई भी पूंजी व्यय, तथा संबंधित प्रक्षकारों के बीच उसके विभाजन के ब्यौरे ;
- (iv) स्थल उत्तरदायित्व अनुसूची ;
- (v) संरक्षण तथा टेलीमिटर पर साधारण नीति, मार्गदर्शक सिद्धान्त आदि ।

एक माडल संयोजन करार अध्याय 4 के उपाबंध 1 में दिया गया है ।

4.6. आईएसटीएस पैरामीटर परिवर्तन

(क) साधारण

ऊर्जा प्रणाली के अधीन, प्रणाली फ्रिक्वेंसी और वोल्टता के तात्कालिक मूल्य उनके प्रसामान्य मूल्य से फेरफार के अधीन रहते हुए होते हैं । सभी अभिकरण यह सुनिश्चित करेंगे कि आईएसटीएस से/को सेवा की अपेक्षा करने वाले संयंत्र और साधित्र ऐसे डिजाइन और संनिर्मित होते हैं कि उनका समाधानप्रद प्रचालन ऐसे फेरफार को नहीं रोकेगा ।

(ख) फ्रिक्वेंसी फेरफार

प्रणाली की रेटित फ्रिक्वेंसी 50.0 एच ज्येड होगी तथा जो प्राधिकरण द्वारा बनाए गए विनियमों/मानकों के अनुसार सीमाओं के भीतर सामान्य नियंत्रित की जाएगी नियंत्रित करेगा ।

(ग) वोल्टता फेरफार

- (i) वोल्टता में अन्तर प्राधिकरण द्वारा विरचित विनियमों/मानकों में विनिर्दिष्ट वोल्टता रेंज से अधिक नहीं हो सकेगी ;
- (ii) उप-पारेषण तथा वितरण में लगे अभिकरण जब संयोजित किए जाते हैं, रिएक्टिव समर्थन के लिए आईएसटीएस पर निर्भर नहीं होंगे । अभिकरण प्राक्कलन करेगी तथा जब तक सी टी यू के साथ विनिर्दिष्ट तय न हो, उसकी पूर्ण रिएक्टिव ऊर्जा अपेक्षा को पूरा करने के लिए उनके पारेषण तथा वितरण में अपेक्षित रिएक्टिव प्रतिकर प्रदान करेगा ।

4.7. संयोजन बिन्दु पर अभिकरण और सी टी यू उपकरण

(क) उप-केन्द्र उपकरण

- (i) सभी ई एच वी उपकेन्द्र उपकरण भारतीय मानक ब्यूरो (बी आई एस/आई ई सी/अभिभावी पद्धति कोड का अनुपालन करेंगे ।
- (ii) सभी उपकरण आई ई सी/बी आई एस मानक के अनुसार क्वालिटी एश्योरेंस अपेक्षा के अनुसार डिजाइन, विनिर्मित और जांच किए हुए होंगे ।
- (iii) अभिकरण तथा आईएसटीएस के बीच प्रत्येक संयोजन बाधित करने में समर्थ सर्किट ब्रेकर संयोजन बिन्दु पर शार्ट सर्किट करंट पर नियंत्रित किया जाएगा जैसा संयोजन करार में सी टी यू द्वारा सलाह दी गई है ।

(ख) त्रुटि दूर करने का समय

- (i) जब सभी उपकरण आईएसटीएस से सीधे जुड़े अभिकरण उपकरण पर तीन फेज त्रुटि (बास बार के निकट) के लिए तथा अभिकरण से जुड़े आईएसटीएस पर तीन फेज त्रुटि (बास बार के निकट) तीन प्रकार से प्रचालित किए जाते हैं, तब त्रुटि को दूर करने का समय निम्नलिखित से अधिक नहीं होगा :--

(क) 800 केवी वर्ग और 400 केवी के लिए 100 मि.ली. सेकेंड (एम एस) ;

(ख) 220 केवी और 132 केवी के लिए 160 मि.ली. सेकेंड (एम एस)

- (ii) उपरोक्त त्रुटि दूर करने की समय-अपेक्षा को पूरा करने के लिए प्रदान की गई प्रारंभिक संरक्षण प्रणाली के असफल रहने की दशा में बैकअप संरक्षण अपेक्षित वियोजन/संरक्षण के लिए प्रदान किया जाएगा । यदि आईएसटीएस से उत्पादन यूनिट प्रत्यक्षतः जुड़े हों तो जब तक आईएसटीएस की ओर से बैकअप संरक्षण द्वारा त्रुटि दूर नहीं कर दी जाती है तब तक यह इसे रोके रखेगा ।

(ग) संरक्षण

संरक्षण प्रणाली सी टी यू के समन्वय से आईएसटीएस से जुड़े सभी अभिकरण तथा संघटक द्वारा प्रदान की जानी अपेक्षित है । ऐसी कोई युक्ति, जो नेटवर्क में विद्यमान संरक्षण रिले/स्कीम के उपांतरण/प्रतिस्थापन के लिए आवश्यक है, की संस्थापन के दशा में, ऐसा उपांतरण/ प्रतिस्थापन नेटवर्क के अपने-अपने भाग के स्वामी द्वारा किया जाएगा ।

संरक्षण प्रणाली खराब उपकरण को अलग करने की अपेक्षा करती है और सभी प्रकार की खराबी, चाहे वह आंतरिक हो या बाहर, विश्वसनीयता, चयनीयता तथा अतिसंवेदनशीलता के साथ खराबी ठीक करने के विनिर्दिष्ट समय के भीतर अन्य संघटकों को संरक्षित करती हैं।

आईएसटीएस से जुड़े सभी अभिकरण संयोजन करार में यथाविनिर्दिष्ट संरक्षण प्रणाली प्रदान करेंगे।

रिले सेटिंग समन्वय आर पी सी द्वारा क्षेत्रीय स्तर पर किया जाएगा। आर पी सी इस जटिल अवस्थानों की भी पहचान करेगी। जहां बस बार संरक्षण को प्रदान किए जाने की आवश्यकता होती है, यदि वह उपलब्ध नहीं है।

4.8 उत्पादन यूनिटें तथा ऊर्जा केन्द्र

- (क) उत्पादन यूनिट विनिर्माता द्वारा विनिर्दिष्ट डिजाइन के अध्यक्षीन उपरोक्त खंड 4.6 में उपदर्शित प्रणाली फ्रिक्वेंसी तथा वोल्टता अन्तर रेंज के भीतर उसकी सामान्य रेटिड एक्टिव/रिएक्टिव आउटपुट को निरंतर प्रदाय करने में समर्थ होंगे ;
- (ख) उत्पादन यूनिट को संयोजन करारों में यथाउल्लिखित ए वी आर, बचाव तथा सुरक्षा उपकरण प्रदान किए जाएंगे ;
- (ग) प्रत्येक उत्पादन यूनिट में टर्बाइन स्पीड गर्वनर लगाए जाएंगे जिनका संपूर्ण झोप विशेषता 3% से 6% की रेंज के भीतर होगी जो हमेशा चालू स्थिति में रहेगा ;
- (घ) प्रत्येक उत्पादन यूनिट 5% तक आउटपुट में तात्कालिक वृद्धि में समर्थ होगी जब फ्रिक्वेंसी 15% एम सी आर तक सीमित होती है। पूर्व एम डब्ल्यू स्तर का रैपिंग बैक (बढ़ाए गए आउटपुट की दशा में स्तर नहीं बनाए रखा जा सकता है) 1% प्रति मिनट से तेज नहीं होगा।

4.9 रिएक्टिव ऊर्जा प्रतिकर

- (क) रिएक्टिव ऊर्जा प्रतिकर और/या अन्य सुविधाएं एस ई बी/एस टी यू द्वारा प्रदान की जानी चाहिए तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी यथासंभवशीघ्र निम्न वोल्टता प्रणाली में आईएसटीएस को/से रिएक्टिव ऊर्जा के आदान-प्रदान की आवश्यकता से बचने के लिए भार बिन्दु के निकट की हो तथा विनिर्दिष्ट रेंज के भीतर आईएसटीएस वोल्टता को बनाए रखना है।
- (ख) लाइन रिएक्टिवर्स संयोजन करार में उल्लिखित सीमाओं के भीतर वोल्टता पर स्थायी नियंत्रण के लिए प्रदान किए जाएंगे।
- (ग) अभिकरण द्वारा प्रदान किए जाने वाले अतिरिक्त रिएक्टिव कंपनसेशन कार्यान्वयन के लिए संयोजन करार सी टी यू द्वारा उपदर्शित किए जाएंगे।

4.10 आंकड़े तथा संसूचना सुविधा

विश्वसनीय और दक्ष कथन और आंकड़े संसूचना प्रणाली सामान्य तथा प्रसामान्य शर्तों के अधीन आवश्यक संसूचना और आंकड़ा आदान-प्रदान, तथा आर एल डी सी द्वारा ग्रिड के पर्यवेक्षण/नियंत्रण को सुकर बनाने के लिए प्रदान की जाएगी। सभी अभिकरण अन्तरापृष्ठ अपेक्षाओं तथा आर.एल डी सी/एस एल डी सी को उपलब्ध कराए गए अन्य मार्गदर्शक सिद्धान्तों के आधार पर फ्लो, वोल्टता और स्विचों/ट्रांसफार्मर टैपस आदि टेलीमोटर ऊर्जा प्रणाली पैरामीटर को प्रणालियां प्रदान कराएंगे। यथास्थिति, आर एल डी सी/एस एल डी सी के लिए फ्लोअप आंकड़े सुकर बनाने के लिए सहबद्ध संचार प्रणाली संयोजन करार में सी टी यू द्वारा यथाविनिर्दिष्ट संबंधित अभिकरण द्वारा स्थापित की जाएगी। सभी अभिकरण सी टी यू के समन्वय से अपने-अपने प्रयोजन पर और संयोजन करार में यथाविनिर्दिष्ट आर एल डी सी/एस एल डी सी पर अपेक्षित सुविधाएं प्रदान कराएगा।

4.11 प्रणाली अभिलेखन उपकरण

डाटा अर्जन/बाधा अभिलेखित्र/लागर/खराबी दूढ़ने वाला (जिसमें समय तुल्यकालन उपकरण भी सम्मिलित है) अभिलेखन आंकड़े प्रणाली के सक्रिय कार्य निष्पादन को अभिलिखित करने के लिए आईएसटीएस में प्रदान किए जाएंगे। अभिकरण तय समय अनुसूची के अनुसार संयोजन करार में यथाविनिर्दिष्ट सभी अपेक्षित अभिलेखन उपकरण प्रदान कराएंगे।

4.12 प्रचलनात्मक सुरक्षा के लिए उत्तरदायित्व

सी टी यू/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा संबंधित क्षेत्रीय संघटक/अभिकरण प्रत्येक संयोजन बिन्दु के लिए स्थल उत्तरदायित्व अनुसूचियों में यथा उपदर्शित सुरक्षा के लिए उत्तरदायी होंगे।

(क) स्थल उत्तरदायित्व अनुसूचियां

- (i) स्थल उत्तरदायित्व अनुसूची सी टी यू/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा अभिकरण द्वारा प्रस्तुत की जाएगी, जिसमें परियोजना या संयोजन, जिसमें सुरक्षा उत्तरदायित्व भी सम्मिलित है, के निष्पादन से पूर्व प्रत्येक की स्वामित्व जिम्मेदारियों के ब्यौरे होंगे।

आईएसटीएस के संयोजन के लिए, अनुसूची सुसंगत संयोजन करार के अनुसरण में सी टी यू/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा तैयार की जाएगी जिसमें निम्नलिखित संयोजन बिन्दु पर संयंत्र तथा साधित्र की प्रत्येक मद होंगी:—

- संयंत्र/साधित्र का स्वामित्व ;
- संयंत्र/साधित्रों के नियंत्रण के लिए उत्तरदायित्व ;
- संयंत्र/साधित्रों के प्रचालन के लिए उत्तरदायित्व ;

- संयंत्र/साधित्रों के रख-रखाव के लिए उत्तरदायित्व ;
- किसी व्यक्ति की सुरक्षा से संबंधित सभी मामलों के लिए उत्तरदायित्व ।

- (ii) स्थल उत्तरदायित्व अनुसूचियों को तैयार करने में उपयोग किए जाने वाले प्ररूप, सिद्धांत तथा मूल प्रक्रिया सी टी यू द्वारा तैयार की जाएगी तथा अनुपालन के लिए प्रत्येक अभिकरण/प्रादेशिक संघटक को प्रदान की जाएगी ।
- (iii) आईएसटीएस से जुड़े या जुड़ने वाले सभी अभिकरण उत्पादन केन्द्र या उपकेन्द्र/लाइन जो आईएसटीएस से संयोजित की जा रही हो, के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पूर्व एस एल डी सी/आर एल डी सी के वास्तविक समय आंकड़े भेजने के लिए आर एल डी सी/एस एल डी सी द्वारा यथा विनिर्दिष्ट आर टी यू तथा अन्य संसूचना उपकरण प्रदान करना सुनिश्चित करेंगे ।

(ख) एकल लाइन डायग्राम

- (i) एकल लाइन डायग्राम संबंधित अभिकरणों द्वारा आर एल डी सी को प्रत्येक संयोजन बिन्दु के लिए प्रस्तुत किया जाएगा । इन डायग्रामों में सभी एच वी संयोजित उपकरण तथा सभी बाहरी सर्किटों के संयोजन और समामेलित नम्बर, नाम तथा उनका लेबल आदि सम्मिलित होगा । डायग्राम लेआउट और एच वी साधित्रों तथा संबंधित संयंत्रों के सर्किट संयोजनों, रेटिंग, नम्बर तथा नाम का ठीक अभिलेख प्रदान करने के लिए आशयित है ।
- (ii) जब कभी किसी उपकरण को परिवर्तन करने का प्रस्ताव किया जाता है तब संबंधित अभिकरण सी टी यू तथा सभी संबंधितों को आवश्यक परिवर्तनों के बारे में सूचित करेंगे । जब परिवर्तन लागू किए जाते हैं, तब परिवर्तित एकल लाइन डायग्राम अभिकरण द्वारा आर एल डी सी/सी टी यू को परिचालित किए जाएंगे ।

(ग) स्थल सामान्य रेखाचित्र

- (i) स्थल सामान्य रेखाचित्र प्रत्येक संयोजन बिन्दु के लिए तैयार किया जाएगा और स्थल लेआउट, विद्युत लेआउट, संरक्षण के ब्यौरे तथा सामान्य सेवा रेखाचित्र सम्मिलित किया जाएगा । अभिकरणों द्वारा सी टी यू को आवश्यक ब्यौरे प्रदान किया जाएगा ।

- (ii) अभिकरण तथा सी टी यू/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के भाग के लिए विस्तृत रेखाचित्र व्यष्टिक रूप से तैयार किए जाएंगे और उसकी प्रतियां अन्य पक्षकार को सौंपी जाएंगी ।
- (iii) यदि रेखाचित्र में परिवर्तन आवश्यक पाया जाता है तो यथाशीघ्र ब्यौरे अन्य पक्षकार को प्रस्तुत किए जाएंगे ।

4.13 स्थल पर पहुंचने की प्रक्रिया, स्थल प्रचालनात्मक क्रियाकलाप तथा रख-रखाव मानक

संयोजन करार में आई एस जी एस/एस ई बी/एस टी यू/अनुज्ञप्तिधारी परिसरों पर सी टी यू/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के उपकरण के लिए स्थल पहुंच, स्थल प्रचालनात्मक क्रियाकलाप तथा रख-रखाव मानक के लिए आवश्यक हर प्रक्रिया उपदर्शित होगी ।

4.14 आईएसटीएस के अन्तरराष्ट्रीय संयोजन

आईएसटीएस के अन्तरराष्ट्रीय संयोजन के लिए प्रक्रिया और उसके लिए करार का निष्पादन सी टी यू द्वारा सी ई ए तथा ऊर्जा मंत्रालय के परामर्श से किया जाएगा ।

4.15 क्षेत्रीय ग्रिड की आस्तियों की अनुसूची

सी टी यू वार्षिक रूप से पारेषण आस्तियों की अनुसूची प्रत्येक वर्ष 30 सितम्बर तक के.वि.वि.आ. को प्रस्तुत करेगी जिसमें स्वामित्व उपदर्शित करने वाले उस वर्ष के 31 मार्च को वह क्षेत्रीय ग्रिड सम्मिलित है जिस पर आर एल डी सी का प्रचालनात्मक नियंत्रण तथा उत्तरदायित्व है ।

उपाबंध 1

(खंड 45 को निर्दिष्ट करें)

माडल संयोजन करार

(बाद में सम्मिलित किया जाना है)

अध्याय 5

क्षेत्रीय ग्रिडों के लिए परिचालन कोड

1.5 परिचालन नीति

- (क) क्षेत्रीय ग्रिडों की एकीकृत परिचालन के प्रारंभिक उद्देश्य अंतर्संयोजित राज्यों के भौगोलिक क्षेत्र में फैले संपूर्ण विद्युत ऊर्जा नेटवर्क की पूर्ण प्रचालनात्मक मितव्ययिता तथा विश्वसनीयता को बढ़ाना है। भागीदार उपयोगिता एक दूसरे के साथ सहयोग करेंगे तथा क्षेत्रीय ग्रिड के समाधान तथा फायदाप्रद परिचालन के लिए सभी समय अच्छी उपयोगिता पद्धति को स्वीकार करेंगे।
- (ख) क्षेत्रीय ग्रिड के संपूर्ण प्रचालन का पर्यवक्षण क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र (आर एल डी सी) द्वारा किया जाएगा। आर एल डी सी और आर पी सी की भूमिका आई ई जी सी के अध्याय 2 में किए गए उपबंध के अनुसार होगी।
- (ग) सभी क्षेत्रीय संघटक एकीकृत प्रचालन से व्युत्पन्न अधिकतम फायदों तथा बाध्यताओं की समान भागीदारी के लिए परिचालन कोड का अनुपालन करेंगे।
- (घ) प्रत्येक क्षेत्र के लिए विस्तृत आंतरिक परिचालन प्रक्रिया का एक सेट अपने-अपने आर एल डी सी द्वारा क्षेत्रीय संघटकों के परामर्श से विकसित किया जाएगा और बनाए रखा जाएगा तथा इस आई ई जी सी की अपेक्षाओं के अनुपालन में समर्थ बनाने के लिए आई ई जी सी के सुसंगत होगा।
- (ङ) आर एल डी सी, सभी एस एल डी सी, उर्जा संयंत्रों, 132 केवी तथा उससे ऊपर के उपकेन्द्रों के नियंत्रण कक्ष तथा सभी क्षेत्रीय संघटकों के कोई अन्य नियंत्रण केन्द्र में अर्हित तथा पर्याप्त प्रशिक्षित कार्मिक कार्य करेंगे।

5.2 प्रणाली सुरक्षा पहलू

- (क) सभी क्षेत्रीय संघटकों का यह प्रयास होगा कि वे सभी समयों पर एक दूसरे के साथ समकालिक घटनओं में अपनी-अपनी उर्जा प्रणाली और ऊर्जा केन्द्रों का ऐसे प्रचालन करेंगे जिससे कि एक समकालिक प्रणाली के रूप में क्षेत्र के भीतर संपूर्ण प्रणाली को परिचालित किया जा सके।
- (ख) ग्रिड का कोई भी भाग क्षेत्रीय ग्रिड के शेष भाग से जानबूझकर अलग नहीं किया जाएगा सिवाय (i) आपातकालीन या ऐसी दशा में जिसमें ऐसे अलग किए जाने से संपूर्ण ग्रिड को रोका जा सकेगा और/या जो ऊर्जा प्रदाय को पहले बनाए रखने के लिए समर्थ हो सकेगा, (ii) जब महंगे उपकरणों की अधिक क्षति सन्निकट हो और अलग किए जाने से इससे बचा जा सके (iii) जब ऐसे अलग किए जाने का अनुदेश विशेषकर आर एल डी सी द्वारा दिया गया हो। ग्रिड की संपूर्ण तुल्यकालिकता यथाशीघ्र बनाए रखी जाएगी यदि हालात इसकी अनुमति देते हों।

प्रतिस्थापन प्रक्रिया का पर्यवेक्षण पृथक् रूप से विरचित परिचालन प्रक्रियाओं के अनुसार आर एल डी सी द्वारा किया जाएगा।

- (ग) क्षेत्रीय ग्रिड का कोई भी महत्वपूर्ण तत्व किसी भी समय जानबूझकर काम करते समय खोला नहीं जाएगा या हटाया नहीं जाएगा सिवाय इस प्रकार का अनुदेश विनिर्दिष्ट: आर एल डी सी द्वारा दिया जाय या आर एल डी सी की विनिर्दिष्ट और पूर्व अनुमति हो। ऐसे महत्वपूर्ण ग्रिड तत्वों की सूची जिस पर उपरोक्त अनुबद्ध लागू होंगे, आर एल डी सी द्वारा संघटकों के परामर्श से तैयार किए जाएंगे तथा आर एल डी सी/एस एल डी सी में उपलब्ध होंगे। यदि आपातकालीन परिस्थिति में ग्रिड की किसी महत्वपूर्ण तत्वों को खोलना/हटाना आवश्यक है तो इसकी संसूचना तुरंत घटना के पश्चात् आर एल डी सी को दी जाएगी।
- (घ) क्षेत्रीय ग्रिड के उपरोक्त किसी तत्वों की किसी भी प्रकार की ट्रिपिंग चाहे हाथ से हो या स्वचालित हो, की सूचना यथासंभव शीघ्र अर्थात् घटना के एक मिनट के भीतर संबंधित राज्य भार प्रेषण केन्द्र/अभिकरण द्वारा आर एल डी सी को दी जाएगी। कारण (अवधारित किए जाने तक) तथ प्रतिस्थापन पर लगने के समय की सूचना भी दी जाएगी। तत्वों को यथस्थिति में लाने के लिए यथासंभव शीघ्र सभी युक्तियुक्त प्रयास किए जाएंगे।
- (ङ) सभी उत्पादन यूनिटों, जो ग्रिड के तुल्यकालिक हैं, अपने स्वामित्व, आकार तथा प्रकार को ध्यान में रखे बिना, के पास सभी समय पर सामान्य प्रचालन में अपने गवर्नर होंगे। यदि किसी पचास से ऊपर (उत्तर पूर्वी क्षेत्र के लिए 10 मेगावाट) के किसी उत्पादन यूनिट से सामान्य प्रचालन में अपने गवर्नर के बिना परिचालित किए जाने की अपेक्षा की जाती है, तो आर एल डी सी तत्काल कारण तथा ऐसे प्रचालन की अवधि के बारे में सलाह देगा। सभी गवर्नर्स 3% और 6% के बीच में लटके हुए होंगे।
- (च) भार नियंत्रक स्वचालित टर्बाइन रनअप प्रणाली (ए टी आर एस), टर्बाइन पर्यवेक्षण नियंत्रण, समन्वित नियंत्रण प्रणाली आदि के भीतर उपलब्ध सुविधाओं का उपयोग किसी भी रीति के सामान्य गवर्नर कार्रवाई को रोकने में नहीं किया जाएगा। कोई भी खराब बैंड और/या अविलंब जानबूझकर नहीं किया जाएगा।
- (छ) सभी उत्पादन यूनिटें, जो अपनी अधिकतम निरंतर दर (एम सी आर) के 100% तक प्रचालित की जाती हैं, जब प्रणाली खराब होने के कारण फ्रिक्वेंसी में कमी आती है, पांच प्रतिशत तक अति भार को लगातार वहन करने में सामान्य समर्थ होगी। और किसी भी रूप में रोकी नहीं जाएंगी) ऐसी उत्पादन यूनिटें जो अपनी एम सी आर के 100 % से ऊपर तक परिचालित की जाती हैं, जब फ्रिक्वेंसी अकस्मात् कम हो जाती है, अपनी एम सी आर के 105% तक चलने में समर्थ होंगी (और उससे रोकी नहीं जाएगी) उपरोक्त के अनुसार (उत्पादन में वृद्धि के पश्चात् उत्पादन यूनिटें प्रति मिनट एक प्रतिशत के लगभग की दर पर अपने मूल स्तर पर वापस कार्य करेंगी यदि बढ़ाए गए स्तर पर निरंतर प्रचालन कायम नहीं रहता है। उपरोक्त अपेक्षाओं का पालन न करने वाला पचास मेगावाट आकार की कोई भी उत्पादन यूनिट आर एल डी सी की अनुमति प्राप्त करने के पश्चात् ही (क्षेत्रीय ग्रिड के समकालिक) परिचालन में रखेगा। तथापि, संघटक के अन्य उत्पादन यूनिटों पर अतिरिक्त स्पनिंग रिजर्व को बनाए रख करके स्पनिंग रिजर्व में तत्स्थानी कमी कर सकते हैं।

- (ज) गवर्नर सेटिंग अर्थात् सभी उत्पादन यूनिटों के लिए आउटपुट में वृद्धि या कमी करने के लिए अनुपूरक नियंत्रण अपने प्रकार या आकार को ध्यान में रखे बिना चार्जिंग के लिए तय दर प्रति मिनट एक प्रतिशत या विनिर्माता की सीमाओं के अनुसार होगी। तथापि, फ्रिक्वेंसी 49.5 एच ज्येड से कम होती है, जो सभी लागत भारित उत्पादन यूनिटें अपनी क्षमता के अनुसार तीव्र दर पर अतिरिक्त भार को उठाएंगी।
- (झ) आपातकालीन या महंगे उपस्कर की नुकसानी को रोकने के सिवाय, कोई भी संघटक आर एल डी सी को पूर्व सूचना दिए बिना या उसकी सहमति के बिना एक सौ से अधिक (100) मेगावाट (उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में 20 मेगावाट) तक अपनी उत्पादन यूनिट आउटपुट में अचानक कमी नहीं करेगा विशेषकर जब फ्रिक्वेंसी कम हो रही हो या 49.0 एच ज्येड से कम हो। इसी प्रकार कोई भी संघटक आर एल डी सी को पूर्व सूचना दिए बिना या उसकी सहमति के बिना एक सौ से अधिक (100) मेगावाट (उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में 20 मेगावाट) तक अपने भार में अचानक कमी नहीं करेगा।
- (ञ) सभी उत्पादन केन्द्रों के पास समुचित सेटिंग के साथ प्रचालन में स्वचालित वोल्टता रेगुलेटर होंगे। विशेषकर यदि 50 मेगावाट (उत्तर-पूर्वी क्षेत्र की दशा में 10 मेगावाट) से अधिक की उत्पादन यूनिटों से सेवा में अपनी ए वी आर के बिना प्रचालित किए जाने की अपेक्षा की जाती है तो आर एल डी सी को कारण तथा अवधि के बारे में तत्काल सूचना दी जाएगी और उसकी अनुमति प्राप्त की जाएगी। उत्पादन यूनिटों के ए वी आर में ऊर्जा प्रणाली स्थायीकारी (पी एस एस) (जब प्रदान किया जाता है) समय-समय पर सी टी यू द्वारा उस प्रयोजन के लिए तैयार की गई योजना के अनुसार अपने अपने उत्पादन यूनिट स्वामी द्वारा पर्याप्त रूप से प्राप्त किया जाएगा। सी टी यू पी एस एस की जांच करने की अनुज्ञा देगा तथा और जब कभी आवश्यक समझा जाए उसकी ट्यूनिंग करेगा।
- (ट) संरक्षण के उपबंध तथा रिले सैटिंग का समन्वय आर पी सी की संरक्षण समिति द्वारा पृथक् रूप से अंतिम रूप से दी जाने वाली योजना के अनुसार संपूर्ण क्षेत्रीय ग्रिड में आवधिक रूप से किया जाएगा।
- (ठ) सभी क्षेत्रीय संघटक यह सुनिश्चित करने के लिए हर संभव प्रयास करेंगे कि ग्रिड फ्रिक्वेंसी हमेशा 49.0-50.5 एच ज्येड बैंड के भीतर रहती है और फ्रिक्वेंसी रेंज, ऐसी होगी आई ई सी विनिर्देशों की पुष्टि करने वाले स्टीम टर्बाइन को निरंतर सुरक्षित प्रचालित किया जा सके।
- (ड) सभी प्रादेशिक संघटक फ्रिक्वेंसी में कमी को रोकने के लिए अपनी-अपनी प्रणालियों में स्वचालित फ्रिक्वेंसी प्रदान करेंगे और लोड शेडिंग करेंगे जिससे संबंधित आर पी सी फोरम द्वारा पृथक् रूप से तैयार की गई योजना के अनुसार ग्रिड के फेल/अएकीकृत न हो सकेगा तथा किसी आपातकालीन दशा में उत्पादन यूनिटों के प्रपाती ट्रिपिंग को रोकने के लिए इसका प्रभावी उपयोजन सुनिश्चित होगा। सभी क्षेत्रीय संघटक यह सुनिश्चित करेंगे कि फ्रिक्वेंसी से अधिक तथा डी एफ/डी टी लोड शेडिंग/आइसलैंडिंग स्कीमें हमेशा कृत्यकारी होते हैं। तथापि, नितांत आकस्मिकता की दशा में, ये रिले आर एल डी सी की पूर्व सहमति से सेवा से अस्थायी रूप से अलग रखे जा सकेंगे। आर एल डी सी इन दृष्टान्तों के बारे में आर

पी सी सचिवालय को तब सूचित करेगा जब वास्तविक समय प्रचालन में इन रिले के माध्यम से वांछित भार रहित अभिप्राप्त नहीं की जाती है।

आर पी सी सचिवालय फ्रिक्वेंसी रिले के अंतर्गत आवधिक निरीक्षण करेगा तथा निरीक्षण का पर्याप्त अभिलेख बनाए रखेगा।

- (क) सभी क्षेत्रीय संघटक वोल्टता अचानक कम होने और प्रपाती जैसी परिस्थितियों से बचने के लिए ऊर्जा प्रणाली में प्रणाली संरक्षण स्कीमें (जिसमें अंतर ट्रिपिंग तथा रन बैंक भी सम्मिलित है) की पहचान को सुकर बनाएंगे उसका संस्थापन करेंगे तथा उन्हें लगाएंगे। ऐसी स्कीमों को संबंधित आर पी सी मंच द्वारा अंतिम रूप दिया जाएगा और उन्हें चालू रखा जाएगा। यदि इनमें से कोई काम नहीं करता है तो आर एल डी सी को तुरंत सूचित किया जाएगा।
- (ग) ग्रिड के भागतः/पूर्णतः फेल होने से उबरने के लिए प्रक्रियाएं तैयार की जाएंगी तथा उन्हें खंड 5.8 के अधीन अपेक्षाओं के अनुसार आवधिक रूप से अद्यतन रखा जाएगा। इन प्रक्रियाओं का सुसंगत, विश्वसनीय तथा शीघ्र मरम्मत को सुनिश्चित करने के लिए सभी क्षेत्रीय संघटकों द्वारा अनुसरण किया जाएगा।
- (घ) प्रत्येक क्षेत्रीय संघटक ग्रिड की विश्वसनीयता तथा सुरक्षा को बनाए रखने के लिए आवश्यक डाटा/जानकारी के आदान-प्रदान को सुनिश्चित करने के लिए आंतरिक रूप से और अन्य संघटकों/आर एल डी सी के साथ पर्याप्त तथा विश्वसनीय संसूचना सुविधा प्रदान करेंगे। जब कभी संभव हो, निरर्थक तथा वैकल्पिक रास्ता महत्वपूर्ण रास्तों, अर्थात् एस एल डी सी से आर एल डी सी तक के साथ संसूचना बनाए रखी जाएगी।
- (य) क्षेत्रीय संघटक किसी ग्रिड बाधा/घटना के विश्लेषण के प्रयोजन के लिए आर एल डी सी को सूचना/आंकड़े, जिसमें बाधा अभिलेखन/पारिणामिक घटना अभिलिखित आउटपुट आदि भी सम्मिलित है, भेजेंगे। क्षेत्रीय संघटक ग्रिड की विश्वसनीयता तथा सुरक्षा को बनाए रखने तथा घटना का विश्लेषण करने के लिए आर एल डी सी द्वारा अपेक्षित किसी आंकड़ों/जानका को नहीं रोकेगा।
- (द) सभी क्षेत्रीय संघटक यह सुनिश्चित करने के लिए हर संभव प्रयास करेंगे कि ग्रिड वोल्टता हमेशा निम्नलिखित प्रचालन रेंज के भीतर रहे

वोल्टता — (केवी आर एम एस)

सामान्य	अधिकतम	न्यूनतम
400	420	360
220	245	200
132	145	120

5.3 प्रचालनात्मक प्रयोजनों के लिए मांग प्राक्कलन

5.3.1 प्रस्तावना

- (क) यह खंड एक्टिव ऊर्जा तथा रिएक्टिव ऊर्जा के लिए मांग प्राक्कलन हेतु एस एल डी सी की प्रक्रियाओं/उत्तरदायित्वों को विहित करता है।
- (ख) मांग प्राक्कलन चालू वर्ष के लिए दैनिक/साप्ताहिक/मासिक आधार पर किया जाना होता है।
- (ग) प्रत्येक एस एल डी सी समय-समय पर ऐतिहासिक आंकड़े तथा मौसम संबंधी भविष्यवाणी से अपनी स्वयं की मांग बनाए रखेगा।
- (घ) जब प्रारंभिक रूप से दैनिक/साप्ताहिक/मासिक आधार पर प्रचालनात्मक प्रयोजनों के लिए मांग प्राक्कलन किया जाना होता है तब एस एल डी सी पर तंत्र तथा सुविधाएं दैनिक प्रचालनात्मक उपयोग के लिए आन-लाइन प्राक्कलन को सुकर बनाने के लिए यथाशीघ्र प्रदान की जाएंगी।

5.3.2 उद्देश्य

- (क) इस प्रक्रिया का उद्देश्य एस एल डी सी को विशिष्ट अवधि पर अपनी प्राक्कलन मांग के लिए समर्थ बनाना है।
- (ख) मांग प्राक्कलन प्रचालनात्मक योजना प्रयोजनों के लिए, प्रणाली अध्ययन, करने में एस एल डी सी को समर्थ बनाते हैं।

5.3.3 प्रक्रिया

प्रत्येक राज्य/एस एल डी सी प्रचालनात्मक प्रयोजनों के लिए दैनिक/साप्ताहिक/सिक/वार्षिक मांग प्राक्कलन (एम डब्ल्यू, एम वी ए आर और एम डब्ल्यू एच) के लिए पद्धतियां/तंत्र विकसित करेगा। प्राक्कलन के लिए आंकड़ों में लोड शेडिंग, पावर-कट आदि सम्मिलित हैं। एस एल डी सी मांग प्राक्कलन के लिए ऐतिहासिक डाटाबेस को भी बनाए रखेंगे।

5.4 मांग प्रबंधन

5.4.1 प्रस्तावना

यह खंड अपर्याप्त उत्पादन क्षमता की दशा में और बाहरी अंतर संयोजकों से ऐसे अंतरण जो मांग को पूरा करने के लिए उपलब्ध नहीं हो रहे हों या ग्रिड के किसी भाग पर ब्रेकडाउन या प्रचालन संबंधी समस्याओं (जैसे फ्रिक्वेंसी, वोल्टता रतार या थर्मल अधिकतम भार) की दशा में मांग की कटौती को प्रभावी करने के लिए एस एल डी सी द्वारा किए जाने वाले उपबंधों से संबंधित है।

5.4.2 मैनुअल मांग विसंयोजन

- (क) जैसा अन्यत्र उल्लिखित है, संघटक जब कभी प्रणाली फ्रिक्वेंसी 49.5 एच ज्येड से कम हो, अपनी-अपनी निकासी अनुसूचियों के भीतर ग्रिड से अपनी कुल निकासी को निर्बंधित करने को प्रयास करेंगे। जब फ्रिक्वेंसी 49.0 एच ज्येड से कम हो जाती है तब अधिक निकासी में कमी करने के लिए संबंधित राज्य में अपेक्षित लोड शेडिंग की जाएगी।
- (ख) इसके अतिरिक्त, कतिपय आकस्मिकताओं और/या प्रणाली की सुरक्षा को धमकी की दशा में, आर एल डी सी कतिपय मात्रा तक निकासी में कमी करने के लिए एस एल डी सी को निदेश देगी।
- (ग) प्रत्येक क्षेत्रीय संघटक ऐसी व्यवस्था करेंगे जो सामान्य और/या आकस्मिक परिस्थिति के अधीन आर एल डी सी/एस एल डी सी द्वारा यथा अनुदेशित मैनुअल विसंयोजन मांग करने में समर्थ होगी।
- (घ) जब तक आर एल डी सी द्वारा अन्यथा विशेषकर अनुज्ञात न किया जाए, निम्न स्तर पर फ्रिक्वेंसी/वोल्टता को बनाए रखने के लिए प्रत्याहत नहीं किए जाएंगे।

5.5 आवधिक रिपोर्टें

- 5.5.1 क्षेत्र के सभी संघटकों और आर पी सी सचिवालय के लिए आर एल डी सी द्वारा साप्ताहिक रिपोर्ट जारी की जाएगी और उसमें पूर्व सप्ताह के लिए क्षेत्रीय ग्रिड का कार्य निष्पादन सम्मिलित होगा। ऐसी साप्ताहिक रिपोर्ट कम से कम 12 सप्ताह के लिए संबंधित आर एल डी सी की वेबसाइट पर भी उपलब्ध होगी।

साप्ताहिक रिपोर्ट में निम्नलिखित अंतर्विष्ट होंगे :--

- (क) फ्रिक्वेंसी प्रोफाइल
- (ख) चयनित उपकेन्द्रों की वोल्टता प्रोफाइल
- (ग) प्रमुख उत्पादन तथा पारेषण आउटपुट
- (घ) पारेषण अवरोध
- (ङ) आई ई जी सी का लगातार/सार्थक अनुपालन का उल्लेख।

5.5.2 अन्य रिपोर्टें

- (क) आर एल डी सी तिमाही रिपोर्ट तैयार करेगा जिसमें प्रणाली अवरोध, सुरक्षा मानकों की अपेक्षाओं, यदि कोई हों, का पूरा करने के कारण, तथा सेवा की क्वालिटी विभिन्न अभिकरणों द्वारा की गई विभिन्न कार्यवाहियों और अवरोधों को पैदा करने के लिए उत्तरदायी अभिकरण के ब्यौरे सम्मिलित होंगे।
- (ख) आर एल डी सी सूचना/रिपोर्ट भी प्रदान करेगी जो आई एस टी एस के सुचारु प्रचालन के हित में आर पी सी द्वारा मांगी जा सकती है।

5.6 परिचालन संपर्क**5.6.1 प्रस्तावना**

(क) यह खंड संपूर्ण ग्रिड पर प्रचालनों तथा/या घटनाओं के संबंध में जानकारी का आदान प्रदान करने के लिए अपेक्षाओं का उल्लेख करता है जिसका निम्नलिखित पर प्रभाव होगा

1. क्षेत्रीय ग्रिड
2. क्षेत्र में आई एस टी एस
3. क्षेत्रीय संघटक की प्रणाली

उपरोक्त साधारणतः उस बात को अधिसूचित करने से संबंधित है कि क्या होने की आशा है या क्या हो गया है तथा उसके क्या कारण हैं।

(ख) परिचालन कर्मचारिवृंद को सूचना का शीघ्र अंतरण सुकर बनाने के लिए प्रचालनात्मक संपर्क कृत्य आर एल डी सी और क्षेत्रीय संघटकों का आज्ञापक बिल्ट इन श्रेणीबद्ध कृत्य हैं। यह विनिश्चय करने की आशा और कार्यवाई करने के लिए अपेक्षित इनपुट से संबंधित होगा।

5.6.2 परिचालनात्मक संपर्क के लिए प्रक्रिया

(क) क्षेत्रीय ग्रिड के प्रचालन तथा घटनाएं

क्षेत्रीय ग्रिड पर कोई प्रचालन किए जाने से पूर्व, आर एल डी सी ऐसे प्रत्येक क्षेत्रीय संघटक को सूचित करेगा जिसकी प्रणाली में प्रचालनात्मक प्रभाव पड़ सकेगा या पड़ेगा और किए जाने वाले प्रचालन का ब्यौरा देगा।

क्षेत्रीय ग्रिड पर शीघ्र घटना के बाद आर एल डी सी प्रत्येक क्षेत्रीय ऐसे संगटक को सूचित करेगा जिसकी प्रणाली घटना से प्रभावित हुई हो और उस घटना का ब्यौरा देगा जो हुई हो।

(ख) संघटकों की प्रणाली पर प्रचालन और घटनाएं।

संघटकों की प्रणाली पर कोई प्रचालन किए जाने से पूर्व संगटक आर एल डी सी को सूचित करेगा यदि क्षेत्रीय ग्रिड के प्रचालन पर प्रभाव पड़ा हो या पड़ेगा और किए जाने वाले प्रचालन के ब्यौरे देगा।

संघटक की प्रणाली पर हुई घटना के ठीक बाद संघटक आर एल डी सी को सूचित करेगा यदि क्षेत्रीय ग्रिड के प्रचालन पर आगामी घटना से प्रभाव पड़ा हो या प्रभाव पड़ेगा।

5.7 आउटटेज योजना**5.7.1 प्रस्तावना**

- (क) यह खंड क्षेत्रीय प्रणाली प्रचालन शर्तों और अतिशेष उत्पादन और मांग को ध्यान में रखते हुए समन्वित और सुनियोजित रीति में क्षेत्रीय ग्रिड के तत्वों के लिए आउटटेज सूचियों की प्रक्रिया का उल्लेख करता है। (उनमें अनुबंधों के अधीन सम्मिलित ग्रिड के तत्वों की सूची तैयार की जाएगी और आर एल डी सी और एस एल डी सी के पास उपलब्ध होगी।
- (ख) उत्पादन आउटपुट और पारेषण प्रणाली सुरक्षा मानकों की पूर्ति के लिए आउटटेज को ध्यान में रखने के पश्चात् पर्याप्त होनी चाहिए
- (ग) आर पी सी सचिवालय द्वारा वित्तीय वर्ष के लिए पहले ही वार्षिक आउटटेज योजना तैयार की जाएगी और तिमाही और मासिक आधार पर उसका पूर्विलोकन किया जाएगा।

5.7.2 उद्देश्य

- (क) सभी उपलब्ध संसाधनों पर विचार करते हुए और पारेषण अवरोधों तथा सिंचाई अपेक्षाओं का ध्यान में रखते हुए क्षेत्रीय ग्रिड के लिए समन्वित उत्पादन आउटटेज कार्यक्रम प्रस्तुत करना
- (ख) ऊर्जा और विद्युत की प्रणाली अपेक्षाओं में अधिशेष या कमियों को कम करना और सुरक्षा मानकों के भीतर प्रणाली का प्रचालन करने में सहायता करना।
- (ग) ग्रिड प्रचालन पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना किन्तु उत्पादन आउटटेज अनुसूची एस ई वी/एस टी यू प्रणालियों तथा अनुसूचण प्रणाली सुरक्षा मानक को ध्यान में रखते हुए क्षेत्रीय ग्रिड के तत्वों के पारेषण आउटटेजों को सुनिश्चित करना।

5.7.3 विस्तार

यह खंड सभी क्षेत्रीय संघटकों जिसमें आर एल डी सी, एस एल डी सी, एस ई वी/एस टी यू, आई एस जी एस तथा सी टी यू भी सम्मिलित हैं को लागू होता है।

5.7.4 आउटटेज योजना प्रक्रिया

- (क) आर डी सी सचिवालय सभी क्षेत्रीय संघटकों द्वारा दी गई आउटटेज अनुसूची का विश्लेषण करने, प्रारूप वार्षिक आउटटेज अनुसूची तैयार करने और प्रत्येक वर्ष के 31 जनवरी तक आगामी वित्तीय वर्ष की वार्षिक आउटटेज योजना को अंतिम रूप देने के लिए जिम्मेदार होगा।
- (ख) सभी एस ई वी/एस टी यू, सी टी यू, आई एस जी एस अपना प्रस्तावित आउटटेज कार्यक्रम लिखित में प्रत्येक वर्ष के 30 नवम्बर तक अगले वित्तीय वर्ष के लिए आर पी सी सचिवालय को प्रदान करेंगे। इनमें प्रत्येक उत्पादन यूनिट/लाइन, आई सी टी की पहचान, प्रत्येक आउटटेज की अधिमानित तारीख और उसकी अवधि अंतर्विष्ट होगी तथा जहां नम्यता हो, प्रारंभ करने की पूर्वतम तारीख और पूरा करने की अंतिम तारीख भी सम्मिलित होगी।

- (ग) आर पी सी सचिवालय सुनियोजित रीति से उपलब्ध संसाधनों को ध्यान में रखते हुए तथ सुस्था मानको को बनाए रखने के लिए क्षेत्रीय ग्रिड के लिए प्रत्येक वर्ष के 31 दिसम्बर तक अगले वित्तीय वर्ष का प्रारूप आउटेज कार्यक्रम जारी करेगा । आवश्यक प्रणाली अध्ययन को कार्यान्वित करने के पश्चात् किया जाएगा तथा यदि आवश्यक हो, आउटेज कार्यक्रमों का पुनःअनुसूची-करण किया जाएगा । आउटेज कार्यक्रमों को तैयार करते समय उत्पादन तथा भार अपेक्षा के बीच अतिशेष संतुलन को सुनिश्चित किया जाएगा ।
- (घ) अंतिम आउटेज योजना जैसा आर पी सी फोरम में परस्पर विनिश्चित किया गया है प्रत्येक वर्ष के 31 जनवरी तक कार्यान्वित करने के लिए सभी क्षेत्रीय संघटकों तथा आर एल डी सी को सूचित किया जाएगा ।
- (ङ) उपरोक्त आउटेज योजना का आर पी सी सचिवालय द्वारा सभी संबंधित पक्षकारों के समन्वय से तिमाही तथा मासिक आधार पर पुनर्विलोकन किया जाएगा तथा जब कभी समायोजन आवश्यक समझे जाएं, किए जाएंगे ।
- (च) प्रणाली में आपातकालीन जैसे उत्पादन को हानि, प्रणाली को प्रभावित करने वाली पारेषण लाइन का ब्रेकडाउन, ग्रिड बाधा, प्रणाली वियोजन की दशा में आर एल डी सी योजना आउटेज के अंतर-स्थान से पहले पुनःअध्ययन कर सकेगा ।
- (छ) कानूनी अपेक्षाओं को ध्यान में रखते हुए, निम्नलिखित में से किसी एक की दशा में योजनाबद्ध आउटेज को आस्थगित करने के लिए आर एल डी सी प्राधिकृत है :
- (i) प्रमुख ग्रिड बाधा (क्षेत्र में पूरी तरह बंद)
 - (ii) प्रणाली वियोजन
 - (iii) संघटक राज्य में पूरी तरह गुल हो जाना
 - (iv) प्रणाली में कोई अन्य घटना जिससे प्रस्तावित आउटेज द्वारा सुस्था प्रणाली पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ सकेगा ।
- (ज) विस्तृत उत्पादन तथा पारेषण आउटेज कार्यक्रम नवीनतम आउटेज योजना (तारीख तक किए गए सभी समायोजनों के साथ) के आधार पर होंगे ।
- (झ) प्रत्येक क्षेत्रीय संघटक आउटेज को प्राप्त करने से पूर्व आर एल डी सी से अंतिम अनुमोदन प्राप्त करेगा ।

5.8 वसूली प्रक्रियाएं

- (क) आंशिक/पूरी तरह विद्युत बंद हो जाने पर क्षेत्रीय ग्रिड को बनाए रखने के लिए विस्तृत योजना तथा प्रक्रिया आर एल डी सी द्वारा सभी क्षेत्रीय संघटकों/आर पी सी सचिवालय के परामर्श से विकसित की जाएगी तथा वार्षिक रूप से उनका पुनर्विलोकन किया जाएगा/उनको अद्यतन किया जाएगा ।
- (ख) क्षेत्र के भीतर प्रत्येक संघटकों की प्रणाली के आंशिक/पूर्ण रूप से बंद हो जाने के पश्चात् प्रतिस्थापन के लिए विस्तृत योजना तथा प्रक्रियाओं को आर एल डी सी के समन्वय से संबंधित संघटक द्वारा अंतिम रूप दिया जाएगा । प्रक्रिया का

प्रत्येक पश्चातवर्ती वर्ष में एक बार पुनर्विलोकन, पुष्टि और/या पुनरीक्षण किया जाएगा। विभिन्न उपप्रणाली के लिए प्रक्रिया को आर एल डी सी को सूचित करते हुए कम से कम प्रत्येक छह मास में एक बार संघटकों द्वारा चलाया जाएगा।

- (ग) ब्लैक स्टार्ट सुविधा, अंतरराज्यिक/अंतर-क्षेत्रीय से संबंधित, तुल्यकालिक स्थान तथा पूर्विकता पर प्रतिस्थापित किए जाने वाले आवश्यक प्रभार के साथ उत्पादन केन्द्रों की सूची तैयार की जाएगी तथा आर एल डी सी के पास उपलब्ध होगी।
- (घ) आर एल डी सी वोल्टता तथा फ्रिक्वेंसी के लिए घटे हुए सुरक्षा मानकों के साथ प्रचालन करने के लिए ब्लैक आउट का अनुसरण करने वाली प्रतिस्थापन प्रक्रिया के लिए प्राधिकृत है जैसा ग्रिड की शीघ्रतम संभव वसूली को पूर्ति के लिए आदेश में आवश्यक हो।
- (ङ) प्रतिस्थापन प्रक्रिया के लिए अपेक्षित सभी संसूचना चैनलों का उपयोग जब तक ग्रिड सामान्य रूप से चालू नहीं हो जाता है, केवल प्रचालनात्मक संसूचना के लिए किया जाएगा।

5.9 घटना की जानकारी

5.9.1 प्रस्तावना

यह खंड सभी क्षेत्रीय संघटकों, आर पी सी सचिवालय तथा आर एल डी सी/एस एल डी सी को प्रणाली में रिपोर्ट योग्य घटनाओं की लिखित में रिपोर्टिंग प्रक्रिया से संबंधित है।

5.9.2 उद्देश्य

इस खंड का उद्देश्य रिपोर्ट किए जाने वाली दुर्घटनाओं, अनुसरण किए जाने वाली रिपोर्टिंग और दुर्घटना/घटनाओं की रिपोर्टिंग के अभिगम से सुसंगत सुनिश्चित करने के लिए प्रदाय की जाने वाली जानकारी को परिभाषित करना है।

5.9.3 विस्तार

इस खंड में सभी क्षेत्रीय संघटकों, आर पी सी सचिवालय, आर एल डी सी और एस एल डी सी सम्मिलित हैं।

5.9.4 उत्तरदायित्व

- (क) आर एल डी सी/एस एल डी सी क्षेत्रीय संघटकों/आर एल डी सी/ आर पी सी सचिवालय को घटनाओं की रिपोर्टिंग करने के लिए उत्तरदायी है।
- (ख) सभी क्षेत्रीय संघटक और एस एल डी सी मानीटरिंग, रिपोर्टिंग तथा घटना विश्लेषण के लिए आर एल डी सी तथा आर पी सी सचिवालय को सभी आवश्यक आंकड़ों को एकत्रित करने तथा उनकी रिपोर्टिंग के लिए उत्तरदायी है।

5.9.5 रिपोर्ट योग्य घटनाएं

आर एल डी सी/क्षेत्रीय संघटक से रिपोर्टिंग करने के लिए निम्नलिखित कोई एक घटना की अपेक्षा की जाती है :--

- (i) सुरक्षा मानकों का अतिलंघन
- (ii) ग्रिड अनुशासन
- (iii) आर एल डी सी के अनुदेशों का अनुपालन
- (iv) प्रणाली आईलैडिंग/प्रणाली विखंडित
- (v) क्षेत्रीय ब्लैक आउट/आंशिक रूप से प्रणाली का बंद हो जाने
- (vi) आई एस टी एस के किसी तत्व पर आवश्यक संरक्षण और अंतराज्यिक प्रणाली की “तय सूची” के संबंध में किसी मद पर
- (vii) ऊर्जा प्रणाली अस्थिरता
- (viii) क्षेत्रीय ग्रिड के किसी तत्व के ट्रिप होने पर ।

5.9.6 रिपोर्टिंग प्रक्रिया**(क) क्षेत्रीय संघटकों द्वारा आर एल डी सी को घटना की लिखित रिपोर्टिंग**

किसी ऐसी घटना की दशा में, जिसकी मौखिक रूप से आर एल डी सी द्वारा संघटक/ एस एल डी सी को प्रारंभिक रूप से रिपोर्ट की गई थी, आर एल डी सी इस खंड के अनुसार संघटक/एस एल डी सी को लिखित में साप्ताहिक रिपोर्ट देगा ।

(ख) क्षेत्रीय संघटकों को आर एल डी सी द्वारा घटना की लिखित रिपोर्टिंग :

किसी ऐसी घटना की दशा में, जिसकी आरंभिक रिपोर्ट मौखिक रूप से आर एल डी सी द्वारा संघटक/एस एल डी सी को गई थी, आर एल डी सी इस खंड के अनुसार संघटक/एस एल डी सी को लिखित में साप्ताहिक रिपोर्ट देगी ।

(ग) लिखित रिपोर्टों का प्रारूप

लिखित रिपोर्ट, यथास्थिति, आर एल डी सी या क्षेत्रीय संघटक/ एस एल डी सी को दी जाएगी और घटना के निम्नलिखित ब्यौरे के साथ मौखिक अधिसूचना की पुष्टि की जाएगी :

- (i) घटना का समय तथा तारीख
- (ii) अवस्थान
- (iii) प्रत्यक्ष रूप से अंतर्वर्तित संयंत्र और/या उपकरण
- (iv) घटना का विवरण तथा कारण

- (v) पूर्व दशा
- (vi) मांग और/या बाधित उत्पादन (मेगावाट से) में बाधित अवधि
- (vii) सभी सुसंगत प्रणाली आंकड़े जिसमें बाधा अभिलिखित, घटना लागत, डी ए एस आदि सहित सभी अभिलेख करने वाले उपकरणों के अभिलेखों की प्रतियां भी सम्मिलित हैं।
- (vii) समय पर ट्रिप होने के अनकम।
- (ix) रिलै पलों के ब्यौरे।
- (x) उपचारात्मक उपाय।

अध्याय 6

अनुसूची तथा प्रेषण कोड

6.1 प्रस्तावना

इस अध्याय में निम्नलिखित का उल्लेख किया गया है :--

- (क) अनुसूची और प्रेषण करने में विभिन्न क्षेत्रीय संघटकों तथा आर एल डी सी के बीच उत्तरदायित्वों का निर्धारण।
- (ख) अनुसूची तथा प्रेषण करने के लिए प्रक्रिया
- (ग) रिएक्टिव ऊर्जा तथा वोल्टता नियंत्रण तंत्र
- (घ) अनुपूरक वाणिज्यिक तंत्र (उपबन्ध 1 में)।

6.2 उद्देश्य

यह कोड अंतर-राज्यिक उत्पादन केन्द्रों (आई एस जी एस) का अनुसूचीकरण करने तथा संबंधित संघटकों की कुल निकासी के लिए आई एस जी एस/आर एल डी सी/ अंग के फायदाग्राहियों के बीच जानकारी देने की पद्धति के साथ दैनिक आधार पर स्वीकार की जाने वाली प्रक्रिया से संबंधित है। प्रत्येक आई एस जी एस द्वारा क्षमता घोषित करने तथा प्रत्येक फायदाग्राही द्वारा निकासी अनुसूची को प्रस्तुत करने की प्रक्रिया आर एल डी सी को इस बात के लिए समर्थ बनाने के लिए आशयित है कि वह प्रत्येक आई एस पी एस के लिए प्रेषण अनुसूची तथा प्रत्येक फायदाग्राही की निकासी अनुसूची के लिए तैयार करे। यह अनुसूचियों से फेरफार करने के लिए वाणिज्यिक व्यवस्थाओं तथा रिएक्टिव ऊर्जा कीमत के लिए तंत्र के साथ-साथ आई एस जी एस तथा फायदाग्राहियों को वास्तविक समय प्रेषण/निकासी अनुदेश तथा पुन सूचीकरण, यदि अपेक्षित हो, जारी करने की पद्धति का भी उपबन्ध करता है। इस अध्याय में अंतर्विष्ट उपबन्ध विद्युत अधिनियम, 2003 की

धारा 28 तथा धारा 29 के अधीन आर एल डी सी को प्रदत्त शक्तियों पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना है।

6.3 विस्तार

यह कोड आर एल डी सी/एस एल डी सी, आई एस जी एस, एस ई वी/एस टी यू तथा क्षेत्रीय ग्रिड के अन्य फायदाग्रहियों को लागू होगा।

भाखड़ा ब्यास प्रबंधन बोर्ड (बीबीएमबी) के उत्पादन केन्द्रों के लिए अनुसूचीकरण तथा प्रेषण प्रक्रिया उत्तर क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र द्वारा बीबीएमबी के परामर्श से पृथक् रूप से तैयार की जाएगी।

इसी प्रकार, सरदार सरोवर परियोजना (एस एस पी) के उत्पादन केन्द्रों के लिए अनुसूचीकरण तथा प्रेषण प्रक्रिया पश्चिम क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र द्वारा सरदार सरोवर नर्मदा निगम लि०/नर्मदा नियंत्रण प्राधिकरण के परामर्श से पृथक् रूप से तैयार की जाएगी।

6.4 उत्तरदायित्वों का विभाजन

1. क्षेत्रीय ग्रिड लूज ऊर्जा पूल्स (विकेन्द्रीकरण तथा प्रेषण) के रूप में परिचालित किया जाएगा जिसमें राज्यों को पूर्ण प्रचालनात्मक स्वायत्तता होगी और एस एल डी सी के पास (i) अपने स्वयं के उत्पादन का अनुसूचीकरण/प्रेषण करने (जिसमें उनके सन्निहित अनुज्ञप्तिधारी का उत्पादन भी सम्मिलित है), (ii) अपने ग्राहकों की मांग को विनियमित करने ; (iii) आई एस जी एस की अपनी निकासी का अनुसूचीकरण करने (अपने-अपने राशियों की अनुगमित क्षमता में उनके अंश के भीतर) ; (iv) किसी द्विपक्षीय अंतर विनिमय की व्यवस्था करने, और (v) निम्नलिखित मार्गदर्शन सिद्धांतों के अनुरूप क्षेत्रीय ग्रिड से अपनी कुल निकासी को विनियमित करने की पूर्ण जिम्मेदारी होगी।
2. प्रत्येक राज्य की प्रणाली सैद्धांतिक नियंत्रण क्षेत्र के रूप में समझी तथा प्रचालित की जाएगी। आई एस जी एस से अनुसूचित निकासी के बीजीय संकलन तथा किसी द्विपक्षीय अंतर-विनिमय प्रत्येक राज्य की निकसी अनुसूची को प्रदान करेगा तथा इसे दैनिक आधार पर अग्रिम में अवधारित किया जाएगा। जबकि राज्यों से साधारणतः अपने उत्पादन और/या ग्राहकों को विनियमित करने की आशा की जाएगी जिससे कि उपरोक्त अनुसूची के निकट क्षेत्रीय ग्रिड से उनकी वास्तविक निकासी को बनाए रखा जा सके तथा कठोर नियंत्रण आज्ञापक नहीं है। राज्य अपने स्वविवेक से, निकसी अनुसूची से विचलित हो सकते हैं तथा विचलन अनुज्ञेय सीमा से परे विकृत हो जाने के लिए प्रणाली पैरामीटरों के लिए कारण नहीं बनता है और/या अस्वीकार्य लाइन लोडिंग को प्रेरित नहीं करता है।
3. उपरोक्त लचीलेपन का इस तथ्य की दृष्टि से प्रस्ताव किया गया है कि सभी राज्यों के पास क्षेत्रीय ग्रिड से वास्तविक कुल निकासी को मिनट प्रति मिनट आन लाइन विनियमित करने के लिए सभी अपेक्षित सुविधाएं नहीं हैं। तथापि, कुल निकसी अनुसूची से विचलन की अनुसूचित अंतरविनिमय (यू आइ) तंत्र के माध्यम से पर्याप्त रूप से कीमत तय की जानी है।
4. परंतु यह कि राज्य अपने एस एल डी सी के माध्यम से अपनी-अपनी निकासी अनुसूचियों के भीतर ग्रिड से उनकी कुल निकासी को निर्बंधित करने का हमेशा

प्रयास करेंगे जब कभी प्रणाली की फ्रिक्वेंसी 49.5 एच ज्येड से निम्न हो जाती है। जब फ्रिक्वेंसी 49.0 एच ज्येड से नीचे हो जाती है तब अधिक निकासी में कमी करने के लिए संबंधित राज्यों में अपेक्षित लोड शेडिंग की जाएगी।

5. एस एल डी सी/एस टी यू अपने अपने राज्यों के लिए अग्रिम में योजना के लिए उनको समर्थ बनाने के लिए अल्पकालिक और दीर्घकालिक मांग प्राक्कलन के बारे में हमेशा ऐसे आवश्यक प्रयोग करेगा कि वे कैसे ग्रिड से अधिक निकासी किए बिना अपने ग्राहक के भार को कैसे पूरा करेंगे।
6. आई एस जी एस एस, एल डी सी से प्राप्त अध्यपेक्षा के आधार पर आर एल डी सी द्वारा उनको दी गई दैनिक अनुसूचियों के अनुसार ऊर्जा उत्पादन तथा अपने उत्पादन केन्द्रों के पर्याप्त प्रचालन तथा रखरखाव के लिए जिम्मेदार होगा जिससे कि ये केन्द्र बेहतर संभव दीर्घकालिक उपलब्धता और मितव्ययिता की पूर्ति कर सकें।
7. जबकि आई एस जी एस से सामान्य रूप से यह आशा की जाएगी कि वे उनको दी गई दैनिक सलाह अनुसूचियों के अनुसार ऊर्जा का उत्पादन करें तथा कड़ाई से अनुसूचियों का पालन करना आवश्यक नहीं है। राज्यों को अनुज्ञात छूट के आधार पर, आई एस जी एस संयंत्र तथा प्रणाली के हालात पर निर्भर करते हुए दी गई अनुसूचियों से भी विचलन कर सकेगा। विशेषकर वे अभाव की दशा में भी दी गई अनुसूची से परे उत्पादन करने के लिए अनुज्ञात होंगे/प्रोत्साहित करेंगे। तथापि, एक्स-ऊर्जा संयंत्र उत्पादन अनुसूचियों से विचलन की कीमत यू आई तंत्र के माध्यम से पर्याप्त रूप से तय की जाएगी।
8. परंतु यह कि जब फ्रिक्वेंसी 50.5 ज्येड एच से अधिक है तो वास्तविक कुल इंजेक्शन उस समय के लिए अनुसूचित प्रेषण से अधिक नहीं होगा और जब फ्रिक्वेंसी 50.5 एच ज्येड है तब आई एस जी एस (अपने स्वविवेक से) बढ़ी हुई फ्रिक्वेंसी को निर्बंधित करने के लिए आर एल डी सी से सलाह का इंतजार किए बिना फ्रिक्वेंसी का कम कर सकेगा। जब फ्रिक्वेंसी 49.5 एच ज्येड से कम होती है तो सभी आई एस जी एस पर (व्यस्ततम ड्यूटी करने वालों के सिवाय) उत्पादन को उस स्तर पर बढ़ाया जाएगा जिस स्तर तक वह आर एल डी सी से सलाह किए बिना कायम रख सकता है।
9. तथापि, उपरोक्त में किसी बात के होते हुए भी, आर एल डी सी आकस्मिकता अर्थात् लाइन/ट्रांसफार्मर की अधिक लोडिंग, असामान्य वोल्टता प्रणाली सुरक्षा को धमकी की दशा में एस एल डी सी/आई एस जी एस को अपनी निकासी/उत्पादन में वृद्धि करने/कमी करने का निदेश दे सकेगा। ऐसे निदेशों पर शीघ्र ही कार्रवाई की जाएगी। यदि स्थिति पर तुरंत कार्रवाई किए जाने की आवश्यकता नहीं है और आर एल डी सी के पास विश्लेषण करने के लिए कुछ समय है जो वह इस बात की जांच करेगा कि क्या ऐसी स्थिति अनुसूचियों से विचलन के कारण उत्पन्न दृष्टि या अल्पकालिक खुली पहुंच की अनुसरण में किसी ऊर्जा के प्रवाह के कारण उत्पन्न हुई है। कोई ऐसी कार्रवाई करने से पूर्व उपरोक्त अनुक्रम में पहले उसे दूर किया जाएगा जिससे प्रारंभिक रूप से दीर्घकालिक ग्राहकों को आई एस जी एस से अनुसूचित प्रदाय प्रभावित होगा।

10. ऐसे उत्पादन तथा पारेषण प्रणाली के सभी आउटजों के लिए, जिनसे क्षेत्रीय ग्रिड पर प्रभाव पड़ेगा, सभी संघटक एक दूसरे के साथ समन्वय करेंगे तथा आर एल डी सी (सभी अन्य मामलों में) के माध्यम से अग्रिम में पर्याप्त रूप से पूर्वकल्पित आउटजेज के लिए तथा ओ सी सी द्वारा पृथक् रूप से तैयार प्रक्रियाओं के अनुसार प्रचालनात्मक समन्वय समिति (ओ सी सी) के माध्यम से समन्वय करेगा। विशेषकर, आई एस जी एस उत्पादन और/या आई एस जी एस अंश के निर्बंधन, जो फायदाग्राही पर लगाए जा सकते हैं (और जो एक वाणिज्यिक विविधा हो सकेगी) की योजना बेहतर रीति से पूर्ति करने के लिए सावधानीपूर्वक तैयार की जाएगी।
11. क्षेत्रीय संघटक आई एस जी एस परियोजनाओं (भारत सरकार द्वारा आबंटन के आधार पर, जहां लागू हो), अनुसूचित निकासी पैटर्न, टेरिफ, संदाय निबंधनों आदि में राज्यों के अंशों की पहचान करने के लिए पृथक् संयुक्ता/द्विपक्षीय करार करेंगे। ऐसी सभी करार अनुसूची और क्षेत्रीय ऊर्जा लेखांकन में विचार किए जाने के लिए संबंधित आर एल डी सी और आर पी सी सचिवालय में फाइल किए जाएंगे। दीर्घकालिक/अल्पकालिक आधार पर अनुसूचित अंतर विनिमय के लिए संघटकों के बीच द्विपक्षीय कोई भी करार अंतर विनिमय अनुसूची को भी विनिर्दिष्ट करेगा जिसे आर एल डी सी के पास अग्रिम में सम्यक रूप से फाइल किया जाएगा।
12. सभी संघटकों को अनुसूचियों से अर्थात् अनुसूचित अंतर विनिमय से फ्रिक्वेंसी लिंकड भार प्रेषण और विचलन की कीमत की संकल्पना का चालन करना चाहिए। संघटकों, उनके अनुज्ञप्तिधारियों तथा उत्पादन कंपनियों की सभी उत्पादन यूनिटें जब तक आर एल डी सी/एस एल डी सी द्वारा अन्यथा सलाह न दी जाए, एक संभव सीमा तक आर एल डी सी द्वारा जारी किए गए स्थायी फ्रिक्वेंसी लिंकड भार प्रेषण मार्ग दर्शन सिद्धांतों के अनुसार सामान्य रूप से प्रचालित किए जाने चाहिए।
13. आई एस जी एस के लिए यह आवश्यक होगा कि वह निष्ठापूर्वक संयंत्र क्षमताओं, अर्थात् उनके बेहतर निर्धारण के अनुसार, को घोषित करे। यदि यह आशंका है कि वे अपनी घोषित क्षमता के आधार पर दी गई अनुसूचियों से विचलित करने के लिए अनुध्यात संयंत्र क्षमता को जानबूझकर अधिक/कम घोषित करते हैं (और इस प्रकार वे असम्यक् क्षमता प्रभार या अनुसूची से विचलन के लिए भार के रूप में धन कमाते हैं) तो आर एल डी सी आई एस जी एस से आवश्यक बैकअप आकड़ों की स्थिति के बारे में स्पष्टीकरण मांग सकेगा।
14. सी टी यू वास्तविक कुल एम डब्ल्यू एच अंतरविनिमय और एम डब्ल्यू ए निकासी को अभिलिखित करने के लिए क्षेत्रीय संघटकों या अन्य पहचाने गए स्थानों के बीच सभी अंतर संयोजनों पर विशेष ऊर्जा मीटर लगाएगा। लगाए जाने वाले मीटरों का प्रकार, मीटरिंग स्कीम, मीटरिंग क्षमता, जांच तथा व्यासमापन अपेक्षाएं तथा मीटरित आंकड़ों के संग्रहण तथा समाप्ति करने के लिए स्कीम उपाबंध 2 में संलग्न है। सभी संबंधित इकाइयां (जिनके परिसर में विशेष ऊर्जा मीटर लगाए गए हैं) सी टी यू/आर एल डी सी के साथ पूर्ण सहयोग करेंगी तथा साप्ताहिक मीटर रीडिंग लेने तथा पारेषित करने के लिए आर एल डी सी को आवश्यक सहायता देगी।

15. आर एल डी सी उपरोक्त मीटर रीडिंग के आधार पर, 15 मिनटबार प्रत्येक आई ए सी सी जी के वास्तविक कुल एम डब्ल्यू एच इंजेक्शन और प्रत्येक फायदाग्राही की वास्तविक कुल निकासी की संगणना के लिए और क्षेत्रीय ऊर्जा लेखा तैयार करने के लिए जिम्मेदार होगा। आर एल डी सी के द्वारा की गई सभी संगणनाएं जांच और सत्यापन के लिए सभी संघटकों हेतु 15 दिनों की अवधि के लिए खुली रहेगी। यदि किसी गलती/लोप का पता चलता है तो आर एल डी सी तत्काल पूरी जांच करेगा और त्रुटियों का दूर करेगा।
16. आर एल डी सी जांच के लिए जारी किए जाने वाले प्रेषण तथा कुल निकासी अनुसूचियों से वास्तविक रूप से विचलन का आवधिक रूप से पुनर्विलोकन करेगा चाहे कोई भी सघटक अनुचित कार्य या दुरभिसन्धि संगलिप्त होता है। यदि ऐसे किसी कार्य का पता चलता है तो मामले को और अन्वेषण/कार्रवाई के लिए सदस्य सचिव, आर पी सी को रिपोर्ट किया जाएगा।
17. यदि उन राज्यों, जिनमें आई एस जी एस अवस्थित है, का उस आई एस जी एस में प्रमुख शेयर है तो संबंधित पक्षकार राज्यों के भार प्रेषण केन्द्रों को आई एस जी एस के अनुसूचीकरण करने की जिम्मेदारी को समनुदेशित करने के लिए परस्पर करार (प्रचलानात्मक सुविधा के लिए) कर सकेंगे। ऐसे मामलों में, संबंधित आर एल डी सी की भूमिका अपने-अपने राज्यों की कुल निकासी अनुसूचियों का अवधारण करते समय इस आई एस जी एस के कारण ऊर्जा के अंतर-राज्यिक विनिमय के लिए अनुसूची पर विचार करने हेतु सीमित होगा।

6.5 अनुसूचीकरण तथा प्रेषण प्रक्रिया

(तारीख 26-3-2004 की केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग की अधिसूचना में “अनुसूचीकरण” के उपबंधों के साथ पढ़ा जाए)

1. ऐसे सभी अंतर-राज्यिक उत्पादन केन्द्रों (आई एस जी एस) जिनका आउटपुट एक से अधिक राज्यों में आबंटित/संविदागत बांटा गया है, को सम्यक् रूप से सूचीबद्ध किया जाएगा। केन्द्र क्षमता तथा विभिन्न फायदाग्राहियों के आबंटित/संविदागत शेयर भी सूचीबद्ध किए जाएंगे।
2. प्रत्येक राज्य ऐसे सभी केन्द्रों के लिए (दिन के लिए अनुमानित एक्स ऊर्जा संयंत्र एम डब्ल्यू क्षमता) \times (केन्द्र की क्षमता में राज्यों के अंश) तक मेगावाट प्रेषण के लिए हकदार होंगे। हाइड्रो विद्युत केन्द्रों की दशा में, (ट्रिप के लिए एम डब्ल्यू एच उत्पादन क्षमता) \times (केन्द्रों की क्षमता में राज्यों का अंश) के बराबर दैनिक एम डब्ल्यू एच प्रेषण तक भी सीमित होंगे।
3. प्रत्येक दिन के 9 बजे तक, आई एस जी एस अगले दिन अर्थात् आगामी दिन के 0000 बजे से 2400 बजे तक के लिए संबंधित आर एल डी सी को स्टेशनवार एक्स ऊर्जा संयंत्र मेगावाट और अनुमानित एम डब्ल्यू एच क्षमता की सलाह देंगे।
4. आई एस जी एस की अनुमानित क्षमताओं की उपरोक्त जानकारी और प्रत्येक राज्य के तत्स्थानी एम डब्ल्यू और एम डब्ल्यू एच हकदारी का अगले दिन के लिए प्रत्येक दिन आर एल डी सी द्वारा अनुपालन किया जाएगा तथा 1 बजे सभी फायदाग्राहियों को इसके संबंध में सलाह दी जाएगी। एस एल डी सी इसका अपने अनुमानित भार पैटर्न और अपनी स्वयं की उत्पादन क्षमता जिसमें द्विपक्षीय

आदान प्रदान भी सम्मिलित है, का पुनर्विलोकन करेंगे तथा आर एल डी सी को प्रत्येक के आई एस जी एस के लिए उनकी निकासी अनुसूची के बारे में 3 बजे सायं तक सलाह देगा जिसमें वे द्विपक्षीय आदान प्रदान, अनुमोदित अल्पकालिक द्विपक्षीय आदान-प्रदान तथा द्विपक्षी अंतर विनिमय के आगे के दिन के लिए खुली पहुंच तथा अनुसूचीकरण हेतु संयुक्त अनुरोध करेंगे।

5. एस एल डी सी आर एल जी सी के ऐसे स्थायी आदेश भी देंगे कि आर एल डी सी राज्यों के लिए निकासी अनुसूची के लिए स्वयं विनिश्चय कर सकेगी।
6. प्रत्येक दिन के 5 बजे तक, आर एल डी सी, --

- (i) अगले दिन के लिए विभिन्न घंटों हेतु मेगावाट में प्रत्येक आई एस जी एस को एक्स ऊर्जा संयंत्र प्रेषण अनुसूची के बारे में बतलाएगा। सभी फायदाग्राहियों द्वारा दी गई एक्स ऊर्जा संयंत्र निकासी अनुसूची की अंतिम सलाह एक्स ऊर्जा संयंत्र ऊर्जा केन्द्र वार प्रेषण अनुसूची को बताएगी।

- (ii) अगले दिन के लिए विभिन्न घंटों के लिए प्रत्येक फायदाग्राहियों के लिए “कुल निकासी अनुसूची” को बताएगा। पारेषण हानियों में कटौती करने के पश्चात् (अनुमानित) सभी आई एस जी एस के लिए स्टेशन वार एक्स-ऊर्जा संयंत्र निकासी अनुसूची तथा द्विपक्षीय अंतर-विनिमय के परिणामस्वरूप क्षेत्रीय ग्रिड की निकासी अनुसूची के बारे में बताएंगे।

7. जब आई एस जी एस के लिए उपरोक्त दैनिक प्रेषण अनुसूचियों को अंतिम रूप देते समय, आर एल डी सी यह सुनिश्चित करेगा कि वह प्रचालनात्मक रूप से युक्तियुक्त है विशेषकर अनियंत्रित घटती/बढ़ती दरों तथा अधिकतम तथा न्यूनतम उत्पादन केन्द्रों के बीच अनुपात के अनुसार है। 200 मेगावाट प्रति घंटे की अनियंत्रित दर आई एस जी एस और क्षेत्रीय संघटकों (उत्तर पूर्वी क्षेत्र में 50 मेगावाट) के लिए साधारतः स्वीकार्य होनी चाहिए सिवाय उन हाइड्रो विद्युत उत्पादन केन्द्रों के जो तीव्रतर पर अनियंत्रित बढ़ती/घटती दर के लिए समर्थ हो सकेंगे।
8. एस एल डी सी/आई एस जी एस स्टेशनवार निकासी अनुसूची तथा द्विपक्षीय अंतर विनिमय/अनुमानित क्षमताओं, यदि कोई हों, में किए जाने वाले किन्हीं उपांतरणों/ परिवर्तनों के बारे में आर एल डी सी को 10 बजे सायं तक सूचित करेंगे।
9. ऐसी जानकारी का प्राप्ति पर, आर एल डी सी संबंधित संघटकों से परामर्श करने के पश्चात् प्रत्येक एस एल डी सी को अंतिम “निकासी अनुसूची” तथा प्रत्येक आई एस जी एस को अंतिम “प्रेषण अनुसूची” 11 बजे रात्रि तक जारी करेगा।
10. और, अगले दिन के लिए पहले से पता अधिशेषों के आधार पर, संघटक द्विपक्षीय आदान-प्रदान के लिए व्यवस्था कर सकेंगे, ऐसी व्यवस्थाओं के लिए अनुसूचियों के बारे में आर एल डी सी को 10 बजे रात्रि तक सूचित किया जाएगा जो 11 बजे रात्रि तक अंतिम प्रेषण/निकासी अनुसूचियों को जारी करते समय इन तय कशरों को गणना में लेग परंतु को पारेषण अवरोधों को बढ़ावा नहीं देंगे।

11. उपरोक्त निकासी तथा प्रेषण अनुसूचियों को अंतिम रूप देते समय, आर एल डी सी यह भी जांच करेगा कि ऊर्जा प्रवाह के परिणामस्वरूप किसी पारेषण अवरोधों में वृद्धि नहीं होती है। यदि किसी अवरोध का पता चलता है तो आर एल डी सी संबंधित संघटकों को सूचना देते हुए अपेक्षित सीमा तक अनुसूचियों को संतुलित करेगी। ऊर्जा की अनुसूचित मात्रा में किसी भी परिवर्तन को, जो बहुत तेजी से होता है या अस्वीकार्य वृहद उपायों में सम्मिलित होता है, आर एल डी सी उपयुक्त रैम्प में संपरिवर्तित कर सकेगा।
12. यूनिट के प्रबलित आउटटेज की दशा में, आर एल डी सी पुनरीक्षित घोषित क्षमता के आधार पर अनुसूचियों को पुनरीक्षित करेगा। पुनरीक्षित घोषित क्षमता और पुनरीक्षित अनुसूचियां उस समय ब्लाक को जिसमें आई एस जी एस द्वारा पुनरीक्षण किए जाने की एक बार सलाह दी जाती है, गणना में लेते हुए चौथे समय ब्लाक से प्रभावी हो जाएंगी।
13. केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता या किसी अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जो उत्पादन में आवश्यक कमी करने के लिए अंतरराज्यिक पारेषण (आर एल डी सी द्वारा यथा प्रमाणित) में अंतर्बलित हों, के स्वामित्वाधीन किसी पारेषण प्रणाली, सहबद्ध स्विचयार्ड और उपकेन्द्रों में किसी अवरोध, आउटटेज, असफलता तथा परिसीमा के कारण ऊर्जा के निकास में अवरोध की दशा में, आर एल डी सी अनुसूचियों को पुनरीक्षित करेगा जो ऐसे समय ब्लाक, जिसमें ऊर्जा के निकास में अवरोध पहले बारी उत्पन्न हुए हों, की गणना करते हुए चौथे समय ब्लाक से प्रभावी हो जाएंगे। और, ऐसे घटना के पहले, दूसरे तथा तीसरे समय ब्लाक के दौरान आई एस जी एस का अनुसूचित उत्पादन वास्तविक उत्पादन के बराबर किए जाने के लिए पुनरीक्षित किया गया समझा जाएगा और फायदाग्राहियों की अनुसूचित निकासी को उनकी वास्तविक निकासी के बराबर किए जाने के लिए पुनरीक्षित किया गया समझा जाएगा।
14. किसी ग्रीड बाधा की दशा में सभी आई एस जी एस का अनुसूचित उत्पादन तथा सभी फायदाग्राहियों का अनुसूचित निकासी ग्रीड बाधाओं द्वारा प्रभावित सभी समय ब्लाकों के लिए उनके वास्तविक उत्पादन/निकासी के बराबर किए जाने के लिए पुनरीक्षित की कार्य समझी जाएंगी। ग्रीड बाधा तथा उसकी अवधि का प्रमाणन आर एल डी सी द्वारा किया गया समझा जाएगा।
15. आई एस जी एस द्वारा घोषित क्षमता का पुनरीक्षण तथा दिन की शेष अवधि के लिए फायदाग्राहियों द्वारा अध्यपेक्षा की अग्रिम सूचना के साथ अनुज्ञात की जाएगी। ऐसे मामलों में पुनरीक्षित अनुसूचियों/घोषित क्षमताएँ उस समय ब्लाक, जिसमें आर एल डी सी में एक बार पुनरीक्षण करने के लिए अनुरोध प्राप्त हुआ, को गणना में लेते हुए, छठे समय ब्लाक से प्रभावी हो जाएंगी।
16. यदि किसी समय बिंदु पर, आर एल डी सी समझते हैं कि बेहतर प्रणाली आपरेशन के हित में अनुसूचियों का पुनरीक्षण किए जाने की आवश्यकता है तो वह स्वयं ऐसा कर सकेगा और ऐसे मामलों में, पुनरीक्षित अनुसूचियां उस समय ब्लाक, जिसमें आर एल डी सी द्वारा एक बार अनुसूची को पुनरीक्षित किया गया है, को गणना में लेते हुए, चौथे समय ब्लाक से प्रभावी हो जाएंगी।

17. तुच्छ पुनरीक्षण को हतोत्साहित करने के लिए आर एल डी सी अपने एकमात्र विलेख से पूर्व अनुसूची/क्षमता के दो प्रतिशत से अन्यून अनुसूची/क्षमताएं प्रभागों को स्वीकार करने से इंकार कर सकेगा।
18. प्रचालन दिन के 24 घंटे की समाप्ति के पश्चात्, दिन के दौरान अंतिम रूप से लागू अनुसूची (उत्पादन केन्द्रों को प्रेषण अनुसूची में तथा राज्यों की निकासी अनुसूची में परिवर्तन को ध्यान में रखते हुए/आर एल डी सी द्वारा जारी की जाएगी। ये अनुसूचियां वाणिज्यिक लेखांकन के आधार पर होंगी प्रत्येक आई एस जी एस के लिए औसत एक्स-बस क्षमता को आर एल डी सी की सलाह के आधार पर निकाला जाएगा।
19. आर एल डी सी सभी उपरोक्त जानकारी, अर्थात् उत्पादन केन्द्रों द्वारा केन्द्रवार अनुमानित एक्सऊर्जा संयंत्र क्षमता सलाह, फायदाग्राहियों द्वारा विवेचित निकासी अनुसूचियों, आर एल डी सी द्वारा जारी सभी अनुसूचियों तथा उपरोक्त के सभी पुनरीक्षणों/अद्यतनों का प्रलेखन करेगा।
20. आर एल डी सी द्वारा जारी अनुसूचीकरण तथा अंतिम अनुसूचियों की प्रक्रिया किसी जांच/सत्यापन के लिए 5 दिनों के लिए सभी संघटकों हेतु खुली रहेगी। यदि किसी त्रुटि/लोप का पता लगता है तो आर एल डी सी तत्काल उसकी पूरी जांच करेगा तथा उसे दूर करेगा।
21. आई एस जी एस द्वारा उपलब्धता घोषणा करते समय एक मेगावाट और एक मेगावाट घंटे सभी हकदारियों तथा अध्यपेक्षाओं का प्रस्ताव किया जा सकेगा तथा अनुसूचियों को 0.1 मेगावाट के प्रस्ताव के लिए निकटतम दशमलव में पूर्णांकित किया जाएगा।

6.6 रिएक्टिव ऊर्जा तथा वोल्टता नियंत्रण

1. रिएक्टिव ऊर्जा प्रतिकर को यथासंभव रिएक्टिव ऊर्जा खपत को समाधि के रूप में रिएक्टिव ऊर्जा का उत्पादन करने वालों द्वारा सामान्य रूप से आदर्शतः प्रदान किया जाना चाहिए। अतः फायदाग्राहियों से आशा की जाती है कि सामान्य ए वी आर प्रतिकर/उत्पादन प्रदान करे जिससे कि वे ई एच वी ग्रिड से विशेषकर निम्न वोल्टता की दशा में ए वी आर एस की निकासी न कर सकें। तथापि, वर्तमान परिस्थितियों पर विचार करते हुए, इसके लिए जोर नहीं दिया जा रहा है। फायदाग्राहियों द्वारा ए वी आर निकासियों को हतोत्साहित करने के बजाय आई एस टी एस के ए वी आर विनियमों की निम्नलिखित रूप में कीमत तय की जाएगी --
 - फायदाग्राही ए वी आर निकासी के लिए तब संदाय करेंगे जब मीटरिंग बिंदु पर वोल्टता 97% से कम हो।
 - फायदाग्राही को ए वी आर रिटर्न के लिए तब संदाय किया जाएगा जब वोल्टता 97% से कम हो।
 - फायदाग्राही को ए वी आर निकासी के लिए तब संदाय किया जाएगा जब वोल्टता 103% से अधिक हो।

- फायदाग्राही ए वी आर रिटर्न के लिए तब संदत्त करेंगे जब वोल्टता 103% से अधिक है

परंतु यह कि आई एस जी एस से सीधे मिलने वाली अपनी स्वयं की लाइन पर फायदाग्राही द्वारा वी ए आर निकासी/रिटर्न के लिए कोई प्रभार/संदाय नहीं किया जाएगा ।

2. ए वी आर के लिए प्रभार/संदाय उस नाम मात्र पैसा/के वी ए आर एच दर पर होगा जैसा समय-समय पर के.वि.वि. आ. द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए और ए वी आर अंतर विनिमय के लिए फायदाग्राही तथा क्षेत्रीय पूल खाते के बीच होंगी ।
3. उपरोक्त में किसी बात के होते हुए भी, आर एल डी सी ग्रिड को सुरक्षा की दशा में या किसी उपकरण की सुरक्षा को खतरे की दशा में अपने ए वी आर/निकासी/इंजैक्शन में कमी करने के लिए फायदाग्राही को निदेश दे सकेगा ।
4. साधारणतः, फायदाग्राही, जब वोल्टता 95% से नीचे रेटित कि जाती है, अंतर विनिमय पर ए वी आर निकासी को कम करने के प्रयास करेगा और ए वी आर को तब वापस नहीं करेगा जब वोल्टता 105% से अधिक हो जाती है । अपने अपने निकासी बिंदु पर आई सी टी टेप को आर एल डी सी को फायदाग्राही के अनुरोध के अनुसार ए वी आर अंतर विनिमय का नियंत्रण करने के लिए परिवर्तित किया जाएगा किन्तु यह सब युक्तियुक्त अंतरालों पर किया जाएगा ।
5. संपूर्ण ग्रिड के सभी 400 के वी बस तथा लाइन रिएक्टर्स की स्विचिंग इन/आउट आर एल डी सी के अनुदेशों के अनुसार किया जाएगा । सभी 400/220 के वी आई सी टी पर टेप परिवर्तन भी आर एल डी सी के अनुदेशों पर ही किया जाएगा ।
6. आई एस जी एस आर एल डी सी के अनुदेशों के अनुसार, अपने-अपने उत्पादन यूनिटों की क्षमता सीमाओं के भीतर रिएक्टिव ऊर्जा को उत्पादित/आमेलित करेगा अर्थात् उस समय अपेक्षित सक्रिय उत्पादन को बंद किए बिना है । ऐसे वी ए आर उत्पादन/समामेलन के लिए उत्पादन कंपनियों को कोई संदाय नहीं किया जाएगा ।
7. दो फायदाग्राहियों के बीच उनके स्वामित्वाधीन (संयुक्त या एकल) अंतर संयोजन लाइन पर प्रत्यक्ष वी ए आर विनिमय से साधारणतः स्थानीय वोल्टता समस्या आती है और साधारणतः क्षेत्रीय ग्रिड के वोल्टता प्रोफाइल पर कोई प्रभाव नहीं पड़ता है । तदनुसार, ऐसे लाइनों पर ए वी आर विनिमय के प्रबंधन/नियंत्रण तथा वाणिज्यिक उठाई-घराई प्रत्येक अलग-अलग मामले के आधार पर निम्नलिखित उपबंधों के अनुसार होगी :--
 - (i) दो संबंधित फायदाग्राही अंतर संयोजन लाइन पर उनके बीच वी ए आर विनिमय के लिए कोई प्रभार/संदाय के लिए परस्पर करार नहीं कर सकेंगे ।
 - (ii) दो संबंधित फायदाग्राही आई एस टी एस के साथ वी ए आर विनिमय के लिए के.वि.वि.आ. द्वारा विनिर्दिष्ट पहचान या अंतर के लिए उनके

बीच वी ए आर विनिमय के लिए संदाय दर/स्कीम को स्वीकार करने परस्पर सहमत नहीं हो सकेंगे ।

- (iii) यदि संबंधित फायदाग्राहियों के बीच असहमति होने की दशा में, (अर्थात् एक पक्षकार वी ए आर विनिमय के लिए प्रभार/संदाय करना चाहता है और दूसरा पक्षकार उस स्कीम से इंकार करना चाहता है) तो उपाबंध में यथा विनिर्दिष्ट स्कीम लागू होगी । प्रति के वी ए आर एच दर आई एस टी एस के बीच और विनिमय के लिए के.वि.वि.आ. द्वारा यथा विनिर्दिष्ट होगी ।
- (iv) ऐसे वी ए आर विनिमय की संगणना तथा संदायसे दो फायदाग्राहियों के बीच तय पारस्परिक करार प्रभावित होगा ।

उपाबंध 1

अनुपूरक वाणिज्यिक तंत्र

[खंड 6.11(घ) निर्दिष्ट करें]

1. फायदाग्राही के.वि.व.आ. की सुसंगत अधिसूचनाओं तथा आदेशों के अनुसार, अनुसूचित प्रेषण के लिए संयंत्र उपलब्धता और ऊर्जा प्रभारों के तत्स्थानी क्षमता प्रभार अपने-अपने आई एस जी एस को संदाय करेंगे। इस प्रभारों के लिए बिलों को मासिक आधार पर प्रत्येक फायदाग्राही को अपने-अपने आई एस जी एस द्वारा जारी किया जाएगा।
2. सभी फायदाग्राहियों से उपरोक्त दो प्रभारों की राशि की प्रतिपूर्ति दी गई प्रेषण अनुसूची के अनुसार उत्पादन के लिए आई एस जी एस को पूर्णतः की जाएगी। प्रेषण अनुसूची से विचलन की दशा में, संबंधित आई एस जी एस को के.वि.वि.आ. द्वारा अनुमोदित यू आई तंत्र के माध्यम से अधिक उत्पादन के लिए अतिरिक्त संदत्त किया जाएगा। दी गई प्रेषण अनुसूची से नीचे किए जा रहे वास्तविक उत्पादन की दशा में, संबंधित आई एस जी एस उत्पादन में कमी के लिए यू आई तंत्र के माध्यम से पुनः संदाय करेगा।
3. प्रत्येक आई एस जी एस से केन्द्र-वार एक्स-ऊर्जा संयंत्र प्रेषण अनुसूचियों के संकलन तथा प्रत्येक फायदाग्राही के किसी द्विपक्षीय तय अन्तर विनिमय को परिषण हानियों के लिए समायोजित किया जाएगा और इस प्रकार संगणित कुल निकासी अनुसूची की तुलना फायदाग्राही की वास्तविक कुल निकाली के साथ की जाएगी। अधिक निकासी की दशा में, फायदाग्राही से अधिक ऊर्जा के लिए यू आई तंत्र के माध्यम से संदाय करने की अपेक्षा की जाती है कम निकासी की दशा में, निकासी न की गई ऊर्जा के लिए यू आई तंत्र के माध्यम से फायदाग्राही को गिछला संदत्त किया जाएगा।
4. जब संघटक से अनुरोध प्राप्त होता है तब आर एल डी सी क्षेत्र के भीतर या क्षेत्रीय सीमाओं के आस-पास अवस्थित विक्रेता/क्रेता और अनुसूचित अन्तर विनिमय की व्यवस्था करने वाले संघटक की सहायता करेगा। आर एल डी सी केवल सुसाध्य बनाने वालों के रूप में कार्य करेगा (न कि व्यापारी/ब्रोकर के रूप में) और दो पक्षकारों के बीच हुए करार के अधीन दायित्व माना जाएगा सिवाय (i) यह अभिनिश्चित करते हुए कि किसी अन्य संघटक की ऊर्जा प्रणाली के संघटक ऐसे अन्तर विनिमय/व्यापार द्वारा अधिक प्रभाव पड़ेगा, और (ii) संबंधित संघटकों के लिए अन्तर विनिमय अनुसूचियों में तय अन्तर विनिमय/व्यापार को समामेलित करेंगे।
5. क्षेत्रीय ऊर्जा लेखे तथा यू आई प्रभारों का विवरण आर एल डी सी द्वारा साप्ताहिक आधार पर तैयार किया जाएगा और इन्हें पूर्व रविवार की अर्धरात्रि पर समाप्त होने के सात दिन की अवधि के लिए शनिवार तक सभी संघटकों को जारी किया जाएगा। यू आई प्रभारों के संदाय को उच्च पूर्विकता देनी होगी तथा संबंधित संघटक आर एल डी सी द्वारा प्रचालित क्षेत्रीय यू आई पूल खाते में जारी विवरण के दस दिन के भीतर उपदर्शित रकम का संदाय करेंगे। उस अभिकरण जिसे यू आई प्रभारों के मद्दे धन प्राप्त करना है, को तब तीन कार्य दिवस के भीतर क्षेत्रीय यू आई पूल खाते से संदत्त किया जाएगा।
6. आर एल डी सी ऐसे सभी संघटकों को, जिनके पास कम/उच्च वोल्टता की स्थिति के अन्तर्गत रिएक्टिव ऊर्जा की कुल निकासी/इंजेक्शन है, वी ए आर प्रभारों के लिए

साप्ताहिक विवरण भी जारी करेगा। इस संदायों को भी उच्च पूर्विकता दी जाएगी और संबंधित संघटक जारी विवरण के दस दिन के भीतर आर एल डी सी द्वारा प्रचालित क्षेत्रीय रिएक्टिव खाते में उपदर्शित रकम का संदाय करेंगे। ऐसे संघटक को, जिसे वी ए आर प्रभारों के मद्दे धन प्राप्त करना है, तीन कार्य दिवस के भीतर क्षेत्रीय रिएक्टिव खाते में से संदत्त किया जाएगा।

7. यदि उपरोक्त यू आई तथा वी ए आर को प्रति दो दिन, अर्थात् संदायों में जारी विवरण से बारह दिन के बाद, से अनधिक तक विलंब किया जाता है तो व्यतिक्रमी संघटक को विलंब के लिए प्रत्येक दिन के लिए 0.04% की दर से साधारण ब्याज का संदाय करना होगा। इस प्रकार एकत्रित ब्याज को ऐसे संघटकों को संदत्त किया जाएगा जिसे उस संदाय की रकम प्राप्त करनी थी जो विलंब से प्राप्त हुई थी। लगातार संदाय में व्यतिक्रम, यदि कोई हो, को उपचारात्मक कार्रवाई आरंभ करने के लिए सदस्य सचिव आर एल डी सी द्वारा रिपोर्ट किया जाएगा।
8. प्रत्येक वर्ष के 31 मार्च तक सभी वी ए आर प्रभारों का संदाय करने के पश्चात् क्षेत्रीय रिएक्टिव खाता में रखे अधिशेष धन को एस एल डी सी प्रचालकों के प्रशिक्षण के लिए और अन्य वैसे ही प्रयोजनों के लिए उपयोग किया जाएगा जो अपने-अपने क्षेत्रीय ग्रिडों के प्रचालन में सुधार करने/कारगर बनाने में सहायता करेगा जैसा समय-समय पर अपने-अपने आर पी सी द्वारा विनिश्चित किया जाएगा।
9. यदि क्षेत्रीय ग्रिड की वोल्टता प्रोफाइल में उस सीमा तक सुधार होता है कि सप्ताह के लिए क्षेत्रीय वी ए आर प्रभार खातों से कुल संदाय उस सप्ताह के लिए संदत्त की जा रही कुल रकम से अधिक है और यदि क्षेत्रीय रिएक्टिव खातों में घाटे को पूरा करने के लिए कोई अतिशेष नहीं है तो उपरोक्त खाते में उपलब्ध कुल धन के अनुसार आनुपातिक रूप से धन में कमी की जाएगी।
10. आर एल डी सी क्षेत्रीय यू आई लेखा तथा आर पी सी वाणिज्यिक समिति बैठक में क्षेत्रीय रिएक्टिव ऊर्जा खाते का पूर्ण विवरण तिमाही आधार पर रखेगा।
11. सभी 15 मिनट के ऊर्जा आंकड़े (कुल अनुसूचित, वास्तव में मीटरित तथा यू आई) को निकटतम 0.01 एम डब्ल्यू एच से गुणांकित किया जाएगा।

उपाबंध 2

विशेष ऊर्जा मीटरों की विनियामक अपेक्षाएं

1. समान तकनीकी विनिर्देश के विशेष ऊर्जा मीटर प्रत्येक क्षेत्रीय संघटक को क्षेत्रीय ग्रिड के साथ उनके वास्तविक कुल अन्तर विनिमय को अवधारित करने के लिए विद्युत परिसर में प्रदान किए जाएंगे। प्रत्येक अन्तर संयोजन में (1) एक मीटर होगा इसके अतिरिक्त, एक अतिरिक्त/जांच मीटर भी प्रदान किया जाएगा जिससे संघटक के कुल अन्तर विनिमय की ठीक संगणना संभव हो जब मुख्य मीटर सी टी या वी टी में खराबी आती है।
2. विशेष ऊर्जा मीटर स्थैतिक आकार, संमिश्रित मीटर, संस्थापित सर्किटवार, सक्रिय तथा रिएक्टिव ऊर्जा के माप के लिए स्वतः पूर्ण युक्तियां, और निम्नलिखित पैराओं में यथा विहित कतिपय अन्य पैरामीटर लगे होंगे। मीटर वोल्टता ट्रांसफार्मर (वी टी) से प्रत्यक्षतः संयोजित किए जाने के लिए उपयुक्त होंगे जिनमें 100 वाट का प्रेषण लाइन से लाइन वोल्टता और करंट ट्रांसफार्मर रेटित हो जिनका 1ए (माडल ए) या 5ए (माडल बी) के गौण करंट रेटित हो। संदर्भ फ्रिक्वेंसी 50 एच ज्येड होगी।
3. मीटर गैर वाष्पशील मैमोरी का होगा जिसमें निम्नलिखित को स्वयं ही भंडारित किया जाएगा :—
 - (i) दो अंकीय कोड के रूप में (49.0 से 51.0 एच ज्येड तक की फ्रिक्वेंसी के लिए 00 से 99 तक) प्रत्येक आनुक्रमिक 15 मिनट ब्लाक के लिए औसत फ्रिक्वेंसी ;
 - (ii) जमा/घंटा संकेत के साथ द्वितीय दशमलव तक आनुक्रमिक 15 मिनट के ब्लाक के दौरान डब्ल्यू एच अंतरण (ट्रांसमिटल) ;
 - iii) छह अंकों, जिसमें एक दशमलव भी सम्मिलित है, में प्रत्येक अर्धरात्रि पर संचयी डब्ल्यू एच अंतरण ;
 - iv) छह अंकों में जिसमें एक दशमलव भी है, प्रत्येक अर्धरात्रि पर उच्च वोल्टता स्थिति के लिए संचयी बी ए आर एच अंतरण ;
 - v) छह अंकों, जिसमें एक दशमलव भी सम्मिलित है, निम्न वोल्टता की स्थिति के लिए संचयी वी ए आर एच अंतरण ;
 - vi) स्टार (*) मार्क के रूप में, किसी भी फेज पर वी टी प्रदाय की असफलता की तारीख तथा समय ब्लाकें।
4. मीटर दस दिन की अवधि के लिए अपने मैमोरी में उपरोक्त सभी सूचीबद्ध आंकड़ों को भंडारित करेगा। दस दिन से पुराने आंकड़ों को स्वतः ही हटा दिया जाएगा। प्रत्येक मीटर में हस्त चालित आंकड़ा संग्रहण युक्ति का उपयोग करते हुए अपनी मैमोरी में भंडारित सभी आंकड़ों की टेपिंग के लिए अपने फ्रंट पर प्रकाशीय पोर्ट होंगे।

5. सक्रिय ऊर्जा मापमान आई ई सी - 687/आई ई सी - 62053 - 22 के श्रेणी 0.2. एस के अनुसार शुद्धता के साथ 3 फेज, 4 वायर सिद्धान्त पर किया जाएगा। माडल-क में, ऊर्जा सी टी तथा वी टी गौण मात्राओं में प्रत्यक्षतः संगणित और वाट घंटे में उपदर्शित किए जाएंगे। माडल-ख में, प्रदर्शित ऊर्जा तथा अभिलेखन सी टी तथा वी टी गौण मात्राओं में संगणित डब्ल्यू एच का पांचवां होगा।
6. वी ए आर तथा रिएक्टिव ऊर्जा मापमान आई ई सी - 62053 - 23 के श्रेणी 2 के अनुसार या उससे बेहतर शुद्धता के साथ 3 फेज, 4 वायर सिद्धान्त पर भी होंगे। माडल-क में, वी ए आर तथा वी ए आर एच सी टी तथा वी टी की संगणना गौण मात्राओं में प्रत्यक्षतः की जाएगी। माडल-ख में, इन्हें सी टी और वी टी गौण मात्राओं में उनके एक बटा पांचवें के रूप में प्रदर्शित और अभिलिखित किया जाएगा। वहां दो रिएक्टिव ऊर्जा रजिस्टर होंगे, एवं उस अवधि के लिए होगा जब औसत आर एम एस वोल्टता 103% से ऊपर है और दूसरा इस अवधि के लिए होगा जब वोल्टता 97% से कम हो।
7. 15 मिनट डब्ल्यू एच ए+वीई संकेत होगा जब उपकेन्द्र बस वार से कुल डब्ल्यू एच एक्सपोर्ट है, और ए-वाई संकेत तब होगा जब वहां कुल डब्ल्यू एच इंपोर्ट हो। डब्ल्यू एच और वी ए आर एच के लिए एकीकृत (संचयी) रजिस्टर तब आगे किया जाएगा जब यहां उपकेन्द्र बस वार से डब्ल्यू एच/वी ए आर एच का एक्सपोर्ट किया जाता है तथा उसे पीछे तब किया जाता है जब वहां इम्पोर्ट हो।
8. मीटर टर्न द्वारा प्रदर्शित (मांग पर) किए जाएंगे जिनमें निम्नलिखित पैरामीटर होंगे :--
 - (i) मीटर की विलक्षण पहचान संख्या ;
 - (ii) तारीख ;
 - (iii) समय ;
 - (iv) संचयी डब्ल्यू एच रजिस्टर रीडिंग ;
 - (v) पूर्व 15 मिनट ब्लाकों के औसत फ्रिक्वेंसी ;
 - (vi) +/- चिह्न के साथ पूर्व 15 मिनट के ब्लाक में कुल डब्ल्यू एच अन्तरण ;
 - (vii) औसत वोल्टता प्रतिशतता ;
 - (viii) रिएक्टिव ऊर्जा, +/- के साथ ;
 - (ix) वोल्टता -- उच्च वी ए आर एच रजिस्टर रीडिंग ;
 - (x) वोल्टता -- निम्न वी ए आर एच रजिस्टर रीडिंग ।
9. तीन लाइन -टू-न्यूट्रल वोल्टता को लगातार मानीटर किया जाएगा और यदि यह 70% से नीचे आती है तो उस स्थिति को पर्याप्त रूप से उपदर्शित तथा अभिलिखित किया जाएगा। मीटर किसी सहायक ऊर्जा प्रदाय की आवश्यकता के बिना वी टी गौण सर्किट से

निकासी की गई ऊर्जा के साथ प्रचालित किए जाएंगे। प्रत्येक मीटर कलेंडर और ब्लाक में निर्मित किए जाएंगे जिनकी शुद्धता प्रति मास 30 सेकेंड या उससे बेहतर हो।

10. मीटर पूर्णतया सीलबन्द तथा छेड़छाड़ रोधी होंगे और निर्बंधित ब्लाक को ठीक करने के सिवाय उनमें किसी भी समायोजन की संभाव्यता नहीं होगी। हारमोनिक्स को डब्ल्यू एच, वी ए आर तथा वी ए आर एच को मापते समय अधिमानतः निम्नलिखित किए जाएंगे और केवल मूल्य फ्रिक्वेंसी मात्रा को मापा जाएगा/संगणित किया जाएगा।
11. सभी मीटरिंग उपकरण विनिर्माता के संकर्म से प्रेषण करने से पूर्व क्वालिटी, पूर्णतः जांच किए हुए, व्यष्टिक रूप से जांच किए हुए होंगे तथा सी टी यू द्वारा स्वीकार किए जाएंगे।
12. इन सी टू कार्य करने की जांच तथा शुद्धता की विषम जांच 1.0 श्रेणी के ऊर्जा मीटरों के प्रकार तथा स्वीकार्यता की जांच करने के लिए आई ई सी - 60736 अनुपालन करने वाले वहनीय जांच उपकरणों के साथ सी टी यू द्वारा वर्ष में एक बार सभी मीटरों के लिए की जाएगी।
13. प्रत्येक मीटर की शुद्धता की पूर्ण जांच प्रत्येक पांच वर्ष में एक बार प्रत्यापित प्रयोगशाला में सी टी यू द्वारा की जाएगी।
14. करंट तथा वोल्टता ट्रांसफार्मर्स, जिसके लिए उपरोक्त ऊर्जा संयोजित किए जाते हैं, 0.5 श्रेणी या उससे बेहतर शुद्धता के मापमान के होंगे। मुख्य तथा दूसरे मीटर/जांच मीटर सी टी और वी टी एच के विभिन्न सेटों जब कभी उपलब्ध हो से संयोजित किए जाएंगे।
15. विनियामक परिप्रेक्ष्य से केवल क्रियात्मक अपेक्षाएं इस कोड में दी गई हैं। मीटरों, उनके उपकरणों और जांच उपकरणों के लिए विस्तृत विनिर्देश तथा उनकी साप्ताहिक रीडिंग लेने की प्रक्रिया को सी टी यू द्वारा अंतिम रूप दिया जाएगा।

उपाबंध 3

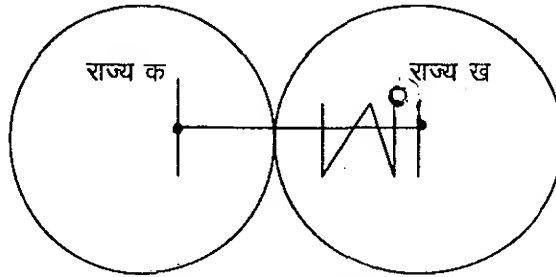
राज्य स्वामित्वाधीन लाइनों पर रिएक्टिव ऊर्जा विनिमयों के लिए संदाय

[खंड 6.6.7(iii) निर्दिष्ट करें]

केस 1

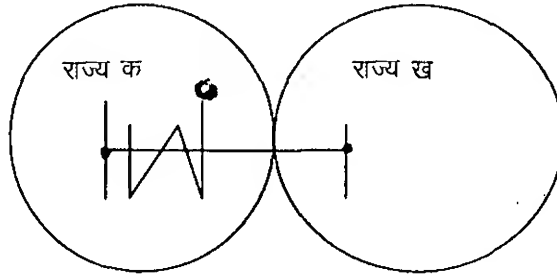
राज्य -- क के स्वामित्वाधीन अंतर संयोजित लाइन

मीटरिंग बिंदु : राज्य -- ख के उपकेन्द्र

केस 2

राज्य -- ख के स्वामित्वाधीन अंतर संयोजित लाइन

मीटरिंग बिंदु : राज्य -- क के उपकेन्द्र



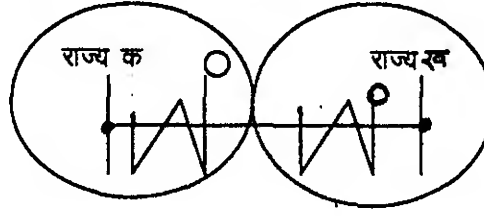
निम्नलिखित के लिए राज्य ख राज्य क को संदाय करता है

- (i) जब वोल्टता 97% से कम हो राज्य-क से प्राप्त कुल वी ए आर एच और
- (ii) जब वोल्टता 103% प्रतिशत से ऊपर हो राज्य-क को प्रदाय किया गया कुल वी ए आर एच

टिप्पण : कुल वी ए आर एच तथा संदाय सकारात्मक या नकारात्मक हो सकता है

केस 3 अंतरसंयोजित लाइन राज्य—क तथा—ख के संयुक्त रूप से स्वामित्वाधीन है

मीटरिंग बिंदु : राज्य—क तथा राज्य—ख के उपकेन्द्र



एस/एस - ए से एक्सपोर्टेड कुल वी ए आर एच जब वोल्टता $< 97\% = X_1$

एस/एस - ए से एक्सपोर्टेड कुल वी ए आर एच जब वोल्टता $< 103\% = X_2$

एस/एस - ए से इंपोर्टेड कुल वी ए आर एच जब वोल्टता $< 97\% = X_3$

एस/एस - ए से एक्सपोर्टेड कुल वी ए आर एच जब वोल्टता $< 103\% = X_4$

(i) राज्य—ख राज्य—क को निम्निलिखित के लिए संदाय करते हैं

X_1 या X_3 , जब कभी आकार में छोटा है, और

(ii) राज्य—ख राज्य—क को निम्निलिखित के लिए संदाय करते हैं

X_2 या X_4 , जब कभी आकार में छोटा है।

टिप्पण :

1. कुल वी ए आर एच तथा कुल संदाय नकारात्मक या सकारात्मक हो सकेगा,
2. यदि X_1 सकारात्मक है और X_3 नकारात्मक है या उसके विपरीत है तो उपरोक्त (i) के अधीन कोई संदाय नहीं होगा।
3. यदि X_2 सकारात्मक और X_4 नकारात्मक है या विपरीत है तो उपरोक्त (ii) के अधीन कोई संदाय नहीं होगा।

अध्याय 7

अंतर-क्षेत्रीय विनिमय

7.1 प्रस्तावना

1. भारत को साठवें दशक में ऊर्जा प्रणाली की योजना, विकास तथा प्रचालन के लिए 5 (पांच) विद्युत क्षेत्रों में विभाजित किया गया था। तीन दशकों से भी अधिक के लिए, उत्पादन तथा पारेषण योजना उद्देश्य/मानदंड के रूप में स्वयं पर्याप्तता के लिए क्षेत्रों के पास निरंतर थी और परिणामस्वरूप, ऊर्जा के मार्जिनल विनिमय के लिए ही अंतर-क्षेत्रीय लिंकों की योजना की गई थी, 2002 तक रेडियल मोड में प्रचालन करने के लिए अंतर-क्षेत्रीय लिंको में 220 के वी/132 के वी ए सी लाइनें, एच वी डी सी बैंक टू बैंक लिंक सम्मिलित थे जिसे विभिन्न क्षेत्रों में उनकी स्वयं की क्रिक्वेंसी पर प्रचालित करने के लिए अनुज्ञात किया गया।
2. 400 के वी ए सी लाइनों के माध्यम से पश्चिमी, पूर्वी तथा उत्तर-पूर्वी क्षेत्रीय ग्रिडों के समकालिक के साथ 2003 से दृश्य पूरी तरह से बदल गया है जो क्षेत्रीय सीमाओं के आस-पास प्रवाह के लिए ऊर्जा की सारवान् मात्रा को समर्थ बनाती है। पूर्वी क्षेत्र तथा दक्षिण क्षेत्र के बीच 2000 एम डब्ल्यू तलचर-कोलार एच वी डी सी लिंक तथा पूर्वी क्षेत्र तथा उत्तरी क्षेत्र के बीच 500 एम डब्ल्यू सासाराम एच वी डी सी लिंक इन क्षेत्रों के बीच ऊर्जा के नियंत्रित विनिमय को भी सुकर बनाएगा। आगामी वर्षों में अनेक और अधिक अंतर-क्षेत्रीय लिंकों को स्थापित किए जाने की योजना है। इन लिंको के आपरेशन के लिए लागू किए जाने वाले विशेष बातों का इस अध्याय में वर्णन किया गया है।
3. इस अध्याय के अनुबंधों को प्रचालनात्मक आवश्यकताओं पर निर्भर करते हुए सी टी यू (आर एल डी सी के प्रचालन के रूप में) द्वारा पूरा किया गया है। जब कभी और अंतर क्षेत्रीय लिंक प्रचालन में आएंगे उनको पुनरीक्षित/अद्यतन करने की भी आवश्यकता होगी। सम्यक् अनुक्रम में, इस जिम्मेदारी को सी टी यू को अंतरित किया जा सकेगा तथा यह अध्याय आई ई जी सी के अनुरूप नहीं है।

7.2 वर्तमान प्रणाली

1. भारत के पास तीन समकालिक ऊर्जा प्रणाली है (क) उत्तरी, (ख) मध्य (पू.क्षेत्र--पू.क्षेत्र--उ.पू.क्षेत्र) तथा (ग) दक्षिण। उत्तरी प्रणाली दो बैंक-टू-बैंक एच वी डी सी लिंकों के माध्यम से मुख्यतः मध्य से जुड़ी हुई है : (क) 2 + 250 मेगावाट विंध्याचल (उत्तरी क्षेत्र -- पश्चिमी क्षेत्र) और (ख) 1x 500 एम डब्ल्यू सासाराम (पू.क्षेत्र -- उत्तरी क्षेत्र)। दक्षिणी प्रणाली तीन लिंकों के माध्यम से मुख्यतः मध्य से जुड़ी हुई है (क) 2x 1000 तलचर-कोलार (पू.क्षेत्र - द.क्षेत्र), (ख) 2 + 500 मेगावाट गजुबाका (पू.क्षेत्र - उ.क्षेत्र) और (ग) 2 + 500 चन्द्रपुर (प.क्षेत्र - दक्षिणी क्षेत्र)

पूर्वी क्षेत्र तथा पश्चिमी क्षेत्र 400 के वी डी/सी राउरकेला-रायपुर लाइन के माध्यम से, बुद्धिपदार तथा कोरबा के बीच तीन 220 के वी सर्किट के माध्यम से सम्मिलित हुई है तथा पू.क्षेत्र तथा उत्तर पूर्वी क्षेत्र 400 के वी डी/सी माल्दा-पुरनिया/बीनागुडी-बंगईगांव लाइन तथा 220 के वी डी/सी बीरपाड़ा-सलाकती लाइन के माध्यम से समकालिक हुई है।

2. जबकि एच वी डी सी पर ऊर्जा प्रवाह को निदेश स्तर पर किसी अपेक्षा से नियंत्रित या सेट किया जा सकता है और जिसके द्वारा उत्तरी तथा मध्य के वी एच विनिमय तथा दक्षिण तथा मध्य के बीच, विनिमय को पश्चिमी, पूर्वी के बीच ऊर्जा अंतर विनिमय तथा तीन क्षेत्रों में भार उत्पादन संतुलन पर निर्भर करते हुए सीधे नियंत्रित किया जा सकता है।

7.3 आई एस जी एस का अनुसूचीकरण

1. सभी आई एस जी एस, सिवाय तलचर 2 एस टी पी एस के, उस क्षेत्र के आर एल डी सी के माध्यम से अनुसूचित किए जाएंगे जिनमें वह अवस्थित है भले ही वे यदि उनके पास फायदाग्राही दूसरे क्षेत्र के हों। दूसरे शब्दों में, आई एस जी एस केवल मेजबान-आर एल डी सी के साथ विचार-विमर्श करेगा। अन्य क्षेत्रों में फायदाग्राहियों का आर्बटन के लिए, मेजबान आर एल डी सी उनके बीच तैयार पद्धतियों के अनुसार संबंधित आर एल डी सी के साथ विचार विमर्श करेंगे। संबंधित आर एल डी सी अपने अपने फायदाग्राही के साथ पुनः विचार विमर्श करेंगे तथा मेजबान एस एल डी सी को लौटाएंगे।

2. तलचर - 2 एस टी पी एस के लिए अनुसूचीकरण प्रक्रिया पृथक् रूप से विहित की जाती है। भूटान में चुखा एच ई पी और कुरीचु एच इ पी इ आर एल डी सी के माध्यम से अनुसूचित किए जाएंगे।

3. प्रत्येक आर एल डी सी 0.1 मेगावाट के संकल्प के साथ फायदाग्राहियों तथा अंतर-प्रादेशिक अनुसूचियों के निकासी अनुसूचियों को अवधारित करने के प्रयोजन के लिए अपने स्वयं के क्षेत्र की पारेषण हानियों का प्राक्कलन तथा विभाजन करेगा।

7.4 तलचर-2 एस टी पी एस/तलचर-कोलार एच वी डी सी की अनुसूचीकरण/सेटिंग तथा प्रचालन

1. पूर्वी क्षेत्र में उड़ीसा में अवस्थित 4 X 500 मेगावाट तलचर 2 एस टी पी एस को दक्षिणी क्षेत्र के फायदाग्राहियों को पूर्णतः समनुदेशित किया गया है। और इसे पूर्वी क्षेत्र के साथ समाकलित किया गया है तथा मध्य (प.क्षेत्र - पूर्वी क्षेत्र - उत्तर पूर्वी क्षेत्र) फ्रिक्वेंसी में प्रचालित किया जाता है। तलचर-2 की सहबद्ध पारेषण प्रणाली के भाग रूप निर्मित 2 X 1000 मेगावाट +/- 500 के वी तलचर - कोलार एच वी डी सी लिंक के माध्यम से ऊर्जा प्रारंभिक दक्षिणी-क्षेत्र को संयोजित की जाती है। इस प्रकार यह एक विशिष्ट मामला है जो इस ग्रिड कोड में विनिर्दिष्ट अनुबंधों की अपेक्षा करता है।
2. उत्तरवायित्वों के स्पष्ट विभाजन तथा इधर उधर से अल्पतम समन्वय करने के लिए तलचर 2 का अनुसूचीकरण का समन्वय एस आर एल डी सी द्वारा किया जाता है और तलचर-1 (2 + 500 मेगावाट) और तलचर 2 (4 X 500 मेगावाट) की बीच 400 के वी ए सी बस कूपलर्स को उत्तरी क्षेत्र तथा दक्षिणी क्षेत्र के बीच अंतरापृष्ठ इंटरफेस के रूप में समझा जाएगा।
3. तलचर -2 एस टी पी एस प्रत्येक दिन 9 बजे प्रातः तक अगले दिन के लिए एक्स ऊर्जा संयंत्र मेगावाट तथा मेगावाट घंटे क्षमताओं के बारे में एस आर एल डी सी (ई आर एल डी सी तथा तलचर एच वी डी सी टर्मिनल को प्रतियोगी के साथ) को सलाह देगा। तब एस आर एल डी सी एस आर के एस एल डी सी के साथ विचार विमर्श करेगा और तलचर-2 एस टी पी एस को अगले दिन के लिए तलचर-2 की प्रेषण अनुसूची को, ई आर एल डी सी और तलचर एच वी डी सी टर्मिनल को 5.00 बजे तक प्रतियोगी सहित भेजेगा।

4. फोरसीन ऊर्जा संयंत्र क्षमता तथा फायदाग्राहियों के अध्यक्षों में किसी परिवर्तन को एस आर एल डी सी द्वारा समन्वित किया जाएगा और अगले दिन के लिए अंतिम प्रेषण तथा निकासी अनुसूचियां 11.00 बजे रात्रि तक एस आर एल डी सी द्वारा जारी की जाएंगी। तलचर-2 के किसी भी द्विपक्षीय विनिमय को (अनअध्यपेक्षित क्षमता, यदि कोई हो, के लिए) एस आर एल डी सी द्वारा जारी अनुसूचियों में सम्मिलित किया जाएगा।
5. तलचर इंड पर तलचर - कोलार एच वी डी सी लिंक के बेस एम डब्ल्यू स्तर के संबंध में एस आर एल डी सी द्वारा तलचर (एच वी डी सी को पृथक् रूप से सलाह दी जाएगी। इसके तलचर -2 प्रेषण अनुसूची के बराबर होने की आवश्यकता नहीं है क्योंकि ऊर्जा अन्य मार्ग अर्थात् गजुवाका एच वी डी सी और चन्द्रपुर एच वी डी सी, द्वारा एस आर को जा सकती है (एच वी डी सी सेटिंग को एस आर एल डी सी द्वारा पूरा किया जाना होता है)।
6. तलचर -2 एस टी पी एस के वास्तविक कुल इंजेक्शन को तलचर-2 यूनिट के 400 के वी के तरफ के उत्पादन ट्रांसफार्मरों पर मीटरित किया जाएगा, उपरोक्त वास्तविक इंजेक्शन तथा प्रेषण अनुसूची तलचर -2 के यू आई को सिद्ध करती है जिसके लिए संदाय एस आर एल डी सी द्वारा प्रचालित दक्षिण क्षेत्र के यू आई पूल खाते से/में किए जाएंगे किन्तु ई आर की तत्स्थानी यू आई आर पर ई आर फिक्सेसी को दोहराया जाता है। तलचर - 2 एस टी पी एस के ऊर्जा लेखांकन एस आर एल डी सी द्वारा किया जाएगा।
7. जब तलचर-2 के लिए प्रेषण अनुसूची एस आर एल डी सी की सलाह के अनुसार होगी तब तलचर-2 पर वास्तविक उत्पादन ई आर फिक्सेसी पर निर्भर रहते हुए स्टेशन आपरेटरों द्वारा परिवर्तित किया जा सकेगा जिसके कारण यू आई इ आर में पारेषण अवरोधों का कारण नहीं होता है। तलचर 2 ए के यू आई द्वारा ई आर में कारित किए जा रहे पारेषण अवरोधों की दशा में, ई आर एल डी सी एस आर एल डी सी को सूचना देने की कमी करने के लिए तलचर-2 को सलाह दे सकेगा। ऐसी कोई सलाह का तलचर-2 द्वारा पालन तत्काल पालन किया जाएगा।
8. सी ई ए, ई आर एल डी सी, एस आर एल डी सी, एन टी पी सी तथा पावरग्रिड संयुक्त रूप से कार्य करेंगे तथा तलचर-2 एस टी पी एस और तलचर कोलार एच वी डी सी के बीच अपेक्षित अंतर ट्रिपिंग/रनबैक व्यवस्थाओं को कार्यान्वित करेंगे, विशेषकर, व्यवस्थाओं का उद्देश्य एच वी डी सी लिंक के एक या दोनों पालों की ट्रिपिंग की दशा में ई आर तथा डब्ल्यू आर में फिक्सेसी में वृद्धि तथा लाइन में ओवरलोडिंग की अनुज्ञेय सीमाओं के भीतर रखना होगा।
9. तलचर-2 यूनिट की ट्रिपिंग की दशा में, तलचर-कोलार आर एच वी डी सी लिंक पर ऊर्जा प्रवाह को पाछे नहीं किया जाएगा जब ई आर की फिक्सेसी एस आर फिक्सेसी से उच्चतर हो। केवल जब ई आर की फिक्सेसी नीचे की ओर हो रही हो, तब एस आर फिक्सेसी तलचर - कोलार एच वी डी सी लिंक पर ऊर्जा का प्रवाह करेगा किन्तु वह धीरे-धीरे और ई आर फिक्सेसी को आवश्यक सीमा तक रखते हुए एस आर फिक्सेसी थोड़ा सा अधिक हो जाती है। तथापि, यदि ई आर फिक्सेसी एस आर फिक्सेसी से पहले ही नीचे था तथा 49.0 एच ज्येड से नीचे आ गया हो, तो एच वी डी तलचर 2 यूनिट के ट्रिपिंग के किसी हानिकर प्रभाव से ई आर ग्रिड को बचाने के लिए बिना किसी विलंब के तलचर -2 पर उत्पादन हानि को धीरे-धीरे कम किया जाएगा।

7.5 अनुसूचीकरण का विभाजन तथा एच वी डी सी सेटिंग की जिम्मेदारी

1. एन आर एल डी सी सभी अन्य क्षेत्रों के साथ एन आर के अंतर-विनिमय की अनुसूची करेगा और विध्यांचल तथा सासाराम एच वी डी सी स्टेशनों को ऊर्जा सेटिंग के लिए भी सलाह देगा । ई आर/एन ई आर से एन आर तक ऊर्जा का कुल अनुसूचित इंपोर्ट 500 मेगावाट (सासाराम एच वी डी सी की क्षमता) तक निर्बंधित किया जा सकेगा ।
2. एस आर एल डी सी सभी क्षेत्रों के साथ एच आर के अंतर-विनिमय की अनुसूची करेगा और तलचर चन्द्रपुर तथा गजुवाका उपकेन्द्रों को ऊर्जा सेटिंग के लिए सलाह देगा ।
3. उपरोक्त अंतर-विनिमय अनुसूचियों तथा एच वी डी सी सेटिंग को विनिर्दिष्ट करते समय, एन आर एल डी सी तथा एस आर एल डी सी यह अभिनिश्चित करेंगे (ई आर एल डी सी/डब्ल्यू आर एस डी सी के समन्वय से) कि कोई पारेषण ओवर लोडिंग एच वी डी सी लिकों की ओर एक कारण बनेगा ।
4. एच वी डी सी लिकों की सेटिंग अपने-अपने अंतरविनिमय अनुसूचियों के साथ नहीं मिल सकेंगे । विशेषकर, अनुसूचित अंतरविनिमय (यू आई) अपने-अपने अंतर-क्षेत्रीय अनुसूचियों से ऊर्जा स्तरों में मित्रता करने पर एच वी डी सी लिकों को सेटिंग करके निम्न फ्रिक्वेंसी के साथ प्रणाली की उच्चतर फ्रिक्वेंसी सहित प्रणाली से अनुज्ञात किए जा सकेंगे ।
5. अपनी अधिकारिता के अंतर्गत एच वी डी सी लिकों की सेटिंग को विनिर्दिष्ट करते हुए, एन आर एल डी सी तथा एस आर एल डी सी यह भी देखेंगे कि क्या एक लिक से दूसरे लिक की ओर कुछ ऊर्जा का अंतरण करने से पारेषण हानियों और/या पारेषण लोडिंग में कमी होगी (जिसके द्वारा अधिक अंतर-क्षेत्रीय ऊर्जा अंतरण को अनुज्ञात किया गया) तथा संपूर्ण प्रणाली सुरक्षा/वोल्टता प्रोफाइल में सुधार होगा ।
6. साधारण मार्गदर्शक सिद्धांत के रूप में, जब कभी एन आर फ्रिक्वेंसी लगभग 0.2 एच ज्येड से अधिक मध्य (डब्ल्यू आर- ई आर - एन ई आर) फ्रिक्वेंसी से उच्चतर होती है तो विध्यांचल एच वी डी सी के माध्यम से एन आर - डब्ल्यू आर ऊर्जा को बढ़ाया जाएगा । यदि ऐसी फ्रिक्वेंसी विभिन्न कारणों से होती है तो सासाराम एच वी डी सी के माध्यम से ई आर - एन आर ऊर्जा के प्रवाह में भी ई आर डब्ल्यू आर लिकों को ओवरलोडिंग किए बिना एक सीमा तक कमी की जाएगी ।
7. जब एन आर फ्रिक्वेंसी लगभग 0.2 एच ज्येड से अधिक मध्य फ्रिक्वेंसी से कम होती है तो ई आर/ एन आर सासाराम एच वी डी सी के माध्यम से ऊर्जा प्रवाह में पहले कमी की जाएगी । यदि ऐसी कमी विभिन्न कारणों से होती है तो ई आर/डब्ल्यू आर तथा एन आर में पारेषण लाइनों की ओवर लोडिंग किए बिना एक संभव सीमा तक वृद्धि की जाएगी ।
8. इसी प्रकार, जब एस आर फ्रिक्वेंसी लगभग 0.2 एच ज्येड से अधिक मध्य फ्रिक्वेंसी (डब्ल्यू आर - ई आर - एन ई आर) से अधिक है तो चन्द्रपुर एच वी डी सी के माध्यम से एस आर- डब्ल्यू आर ऊर्जा प्रवाह में वृद्धि की जाएगी । यदि ऐसी फ्रिक्वेंसी विभिन्न कारणों से होती है तो गजुवाका और तलचर - कोलार एच वी डी सी के माध्यम से ई आर - एस आर ऊर्जा प्रवाह में ई आर - डब्ल्यू आर लिकों की ओवर लोडिंग किए बिना एक सीमा तक कमी की जाएगी ।
9. जब एस आर फ्रिक्वेंसी लगभग 0.2 एच ज्येड से अधिक मध्य फ्रिक्वेंसी से कम है तो तलचर-कोलार और गजुवाका एच वी डी सी के माध्यम से ई आर/एस आर ऊर्जा प्रवाह में वृद्धि की जाएगी । यदि ऐसी फ्रिक्वेंसी विभिन्न कारणों से होती है तो चन्द्रपुर एच वी डी

सी के माध्यम से डब्ल्यू आर -- एस आर ऊर्जा प्रवाह में ई आर/डब्ल्यू आर लिंकों की ओवरलोडिंग किए बिना एक सीमा तक वृद्धि की जाएगी ।

10. डब्ल्यू आर एल डी सी ई आर - डब्ल्यू आर लिंकों पर 1000 मेगावाट (लगभग 500 मेगावाट के प्रतिभूति मार्जिन को ध्यान में रखते हुए) के अनुसूचित ईपोर्ट को इस समय सीमित करते हुए, ई आर तथा एन ई आर के साथ डब्ल्यू आर को ऊर्जा अंतर विनिमय को अनुसूचित करेगा । यह ई आर -- डब्ल्यू आर टाई पर ऊर्जा प्रवाह को भी मानीटर करेगा तथा ओवरलोडिंग की दशा में एन आर एल डी सी/एस आर एल डी सी से अपने-अपने क्षेत्रों के माध्यम से कुछ ई आर -- डब्ल्यू आर ऊर्जा प्रवाह को अपवर्तित करने का अनुरोध कर सकेगा । यदि अपेक्षित सहायता तत्काल नहीं मिलती है या संभव नहीं है तो डब्ल्यू आर एल डी सी, अपने स्वयं के क्षेत्र में कोई भी आवश्यक निवारक कार्रवाई करने का आदेश देगा ।
11. यह आशा की जाती है कि सामान्य अनुक्रम में, उपलब्ध सभी प्रमुख पारेषण तत्वों के साथ एन ई आर और इ आर के बीच तथा ई आर तथा एस आर के बीच कोई पारेषण अवरोध नहीं होंगे, यदि कोई अवरोध पैदा होते हैं तो आर एल डी सी उनके और एन बार एल डी सी के बीच समन्वय करेगा यदि परिस्थिति से निपटना आवश्यक हो ।

7.6 अनुसूचीकरण तथा यू आई लेखांकन के लिए अंतरापृष्ठ

1. अंतर-क्षेत्रीय विनिमय की अनुसूचीकरण, मीटरिंग तथा यू आई लेखांकन के लिए क्षेत्रीय सीमाएं निम्नलिखित रूप में होंगी :--

क)	एन आई - डब्ल्यू आर	:	विध्यांचल एच वी डी सी के 400 के वी पश्चिमी बस
ख)	डब्ल्यू आर - एस आर	:	चन्द्रपुर एच वी डी सी के 400 के वी पश्चिमी बस
ग)	एन आर - ई आर	:	सासाराम एच वी डी सी का 400 के वी पूर्वी बस
घ)	ई आर - एस आर	:	तलचर 1 और तलचर 2 के बीच 400 के वी बस कूपलर्स 400 गजुवाका एच वी डी सी का 400 के वी पूर्वी बस
ङ)	ई आर - डब्ल्यू आर	:	400 के वी डी/सी राउरकेला - रायपुर लाइन का राउरकेला लिंक 200 के वी बुदीपदार-कोरबा लाईन्स के बुदीपदार लिंक
च)	ई आर - एन ई आर	:	400 के वी डी/सी माल्दा पुर्निया/बीनागुरी - बंगईगांव लाइन 400 के वी डी/सी बीरफारा - सलाकाटी का सलाकाटी लिंक

2. यू आइ के एन आर - डब्ल्यू आर तथा डब्ल्यू आर - एस आर विनियम डब्ल्यू आर में यू आई दर पर होंगे। सभी अन्य यू आई विनियम ई आर में यू आई दर पर होंगे। अंतर-क्षेत्रीय यू आई विनियम के लिए संदाय अपने-अपने यू आई पूल खाते, एक क्षेत्र से दूसरे क्षेत्र के बीच होंगे।
3. अंतर-क्षेत्रीय अनुसूचियों से लिक वार/अनुसूचियां (जहां दो क्षेत्रों में एक या उससे अधिक अंतर-संयोजन हों) को विभाजित करने का प्रयास नहीं किया जाएगा।

अध्याय 8

भारतीय विद्युत ग्रिड कोड का प्रबंधन

- 8.1 भारतीय विद्युत ग्रिड कोड (आई ई जी सी) विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 79(1)(ज) के अनुसार केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया गया है। आई ई जी सी से संबंधित कोई भी संयोजन केवल के.वि.वि.आ. द्वारा ही विनिर्दिष्ट किए जाएंगे।
- 8.2 आई ई जी सी और उसके संशोधनों को के.वि.वि.आ. द्वारा अंतिम रूप दिया जाएगा तथा उसके द्वारा जारी विनियमों के लिए अनुसरण की जाने वाली विहित प्रक्रिया को अधिसूचित किया जाएगा।
- 8.3 आवधिक विचार, परामर्श तथा निपटान करने के लिए आई ई जी सी में संशोधन/उपांतरण के लिए तथा कठिनाइयों को दूर करने के लिए अनुरोध, सचिव, के.वि.वि.आ.को किया जाएगा।
- 8.4 आई जी सी सी के निर्वचन के बारे में कोई विवाद या शंका सचिव, के.वि.वि.आ. को भेजी जा सकेगी तथा के.वि.वि.आ. द्वारा स्पष्टीकरण अंतिम तथा सभी संबंधितों पर आबद्ध समझा जाएगा।
- 8.5 राज्य विद्युत विनियामक आयोग (एस ई आर सी) विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 86(1)(ज) के अनुसार यह सुनिश्चित करने के लिए अपनी-अपनी अंतर-राज्य प्रणाली के प्रचालन के लिए ऐसे ग्रिड कोड विनिर्दिष्ट करेंगे जो कि आई ई जी सी के सुसंगत हों।

पृष्ठभूमि टिप्पण

1. केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग ने केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता (सी टी यू) अर्थात् पावर ग्रिड कारपोरेशन आफ इंडिया लि० (पी जी सी आई एल) से मार्च, 1999 में के.वि.वि.आ. द्वारा जारी कतिपय निर्देशों के अनुसार भारतीय विद्युत ग्रिड कोड का प्रारूप तैयार करने के लिए कहा था। इसके प्रत्युत्तर में, पी जी सी आई एल ने तारीख 8-4-1999 को आई ई जी सी प्रारूप प्रस्तुत किया जो उन सभी हितबद्ध लोगों के लिए पी जी सी आई एल कार्यालय में उपलब्ध था जो इस पर अपनी टीका-टिप्पणियां देना चाहते हों। उपरोक्त प्रारूप पर 25-5-1999 तक टीका टिप्पणियां आमंत्रित करने के लिए समचार-पत्र में एक सार्वजनिक सूचना भी प्रकाशित की गई थी।
2. ऐसे सभी पक्षकारों से, जिन्होंने ने अपना प्रत्युत्तर दिया, प्राप्त टीका-टिप्पणियों तथा आक्षेपों पर जुलाई, 1999 में के.वि.वि.आ. द्वारा सुनवाई की गई थी और के.वि.वि.आ. तथा पी जी सी आई एल के बीच और विचार-विमर्श करने के पश्चात् पहला आई ई जी सी जनवरी, 2000 में जारी किया गया था यह पहले 2002 में आई ई जी सी का पुनर्विलोकन था तथा के.वि.वि.आ. के तारीख 22-2-2002 के आदेश के अनुसार पहला पुनरीक्षण पी जी सी आई एल द्वारा मार्च, 2002 में जारी किया गया था।
3. तारीख 14-3-2002 के वर्तमान आई ई जी सी के कुल उपबंध विद्युत अधिनियम, 2003, जो 10-6-2003 से प्रवृत्त हुआ, के उपबंधों के अनुसार सम्मिलित करने के लिए पुनरीक्षण की अपेक्षा करते हैं। नए अधिनियम की धारा 79(1) (ज) के अधीन महत्वपूर्ण उपबंध यह है कि के.वि.वि.आ. को ग्रिड मानक को ध्यान में रखते हुए ग्रिड कोड को विनिर्दिष्ट करना है, यह विवक्षा करता है कि नया आई ई जी सी के.वि.वि.आ. का दस्तावेज होगा न कि सीटीयू का दस्तावेज (जो केवल के.वि.वि.आ. द्वारा ही अनुमोदित है)। तारीख 31-3-1999 को के.वि.वि.आ. के अनुसार, सी टी यू को सभी उपयोगिताओं के परामर्श से आई ई जी सी को तैयार, लागू, आवधिक रूप से पुनर्विलोकन तथा पुनरीक्षित करना था तथा उसका अनुपालन करना था। यह स्थिति सरवान् रूप से बदल गई है।
4. अधिनियम की धारा 73(घ) के अनुसार, “पारेषण लाइन के प्रचालन तथा रखरखाव के ग्रिड मानकों” को केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाना है। जब कभी सी ई ए तथा ग्रिड मानक विनिर्दिष्ट किए जाते हैं, आई ई जी सी को संशोधित किया जाएगा।
5. वर्तमान कोई ई जी सी में “भारतीय विद्युत ग्रिड कोड का प्रबंधन” नामक एक अध्याय है जो पिछले परिप्रेक्ष्य के सुसंगत था। यह निदेशक (प्रचालन) इसमें आवश्यक तथा संयोजक के साथ आई ई जी सी पुनर्विलोकन पैनल के लिए उपबंध करता है। आई ई जी सी में कोई परिवर्तन आई ई जी सी पुनर्विलोकन पैनल से सहमति तथा के.वि.वि.आ. द्वारा अनुमोदन की अपेक्षा करता है। अब ग्रिड कोड को विनिर्दिष्ट करने की जिम्मेदारी प्रत्यक्षतः के.वि.वि.आ. में निहित है और इसके पुनरीक्षण के लिए के.वि.वि.आ. के विनियमों के लिए अनुसरण की जाने वाली प्रक्रिया को स्वीकार्य करते हुए इसको जारी किए जाने की होती है आई ई जी सी को पुनर्विलोकन पैनल

की इसमें कोई आवश्यकता नहीं है। नए प्रारूप आई ई जी सी को तैयार करने के लिए वर्तमान प्रक्रिया उसी कारण के लिए वर्तमान आई ई जी सी पुनर्विलोकन पैनल के माध्यम से नहीं अपनाई जा रही है। उपरोक्त अध्याय पुनः लिखा गया है और आई ई जी सी पुनर्विलोकन पैनल के सभी संदर्भों को हटा दिया गया है।

6. विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 28 (3)(ग) के अनुसार, क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र (आर एल डी सी) “क्षेत्रीय ग्रिड के माध्यम से पारेषित विद्युत की मात्रा का लेखा” रखेगा। तदनुसार, अब तक आर ई वी सचिवालय के साथ क्षेत्रीय ऊर्जा खातो बही को तैयार करने की जिम्मेदारी को 1-4-2006 से अपने-अपने आर एल डी सी को अंतरित समझा जाएगा।
7. क्षेत्रीय विद्युत बोर्डों (आर ई वी) को नए अधिनियम में क्षेत्रीय-ऊर्जा समिति (आर पी सी) में बदल दिया गया है। केन्द्रीय सरकार ने अपने तारीख 25-5-2005 के मूल संकल्प द्वारा आर पी सी की स्थापना को अधिसूचित कर दिया है। आई ई जी सी को तदनुसार पुनरीक्षित किया गया है।
8. विद्युत अधिनियम, 2003 के भाग 12 में परिकल्पित राज्य विद्युत बोर्ड (एस ई बी) का पुनर्गठन प्रत्येक राज्य में स्वतंत्र इकाइयों (उत्पादन कंपनियों, पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों और वितरण अनुज्ञप्तिधारियों) की संख्या को बढ़ावा देगा तथा परिणामस्वरूप प्रत्येक क्षेत्र में ऐसी अनेक अंतर-राज्य इकाइयों में भी वृद्धि होगी। इन सभी इकाइयों विनियामक अधिकारिता संबंधित राज्य विद्युत विनियामक आयोग तथा प्रचालनात्मक अधिकारिता संबंधित राज्य भार प्रेषण केन्द्र के भीतर आएंगी जब कि वे उसी ए सी अंतर संयोजन अर्थात् क्षेत्रीय ग्रिड, में संयोजित किए जाएंगे तथा उनके साथ तुल्यकालिक होंगे उनका प्रचालन संबंधित एस ई आर सी द्वारा विनिर्दिष्ट राज्य विद्युत ग्रिड कोड द्वारा शासित होगा। क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र (क्षेत्रीय ऊर्जा प्रणाली के एकीकृत प्रचालन को सुनिश्चित करने के लिए एक निकाय) द्वारा उनको जारी निदेश भी अधिनियम की धारा 29(3) के अनुसार संबंधित एस एल डी सी के माध्यम से दिए जाते हैं।
9. उपरोक्त प्रस्ताव के तर्कसंगत विस्तार के रूप में तथा जवाबदेही को स्पष्ट रूप से सुनिश्चित करने के लिए निम्नलिखित का प्रस्ताव किया जाता है (1) आर एल डी सी संबंधित राज्य के सभी मामलों पर और कोई अन्य अंतरा-राज्य इकाई सहित एस एल डी सी (और सी टी यू, यदि आवश्यक हो) के साथ ही विचार-विमर्श तथा समन्वय करेगा (2) एस एल डी सी ई अंतर-राज्य इकाइयों के साथ सभी संबंधित समन्वय करने के लिए तथा आर एल डी सी के साथ उनकी ओर से विचार-विमर्श करने के लिए जिम्मेदार होगा। (3) प्रत्येक राज्य संपूर्ण रूप से क्षेत्रीय ग्रिड में इकाई के रूप में तथा अननुसूचित अंतर विनियम के लेखांकन के लिए, दैनिक अनुसूचीकरण तथा प्रेषण के लिए अंतर-राज्यिक के उत्पादन केन्द्र (आई एस जी एस) में आबंटन/विभाजन के प्रयोजन के लिए एक इकाई के रूप में समझा जाएगा। (4) दिन के लिए आई एस जी एस उपलब्धता में राज्य की कुल हकदारी का विभाजन, अंतरा-राज्य इकाइयों को उनके अपनी-अपनी हकदारी के बारे में सलाह और आई एस जी एस से उनकी अध्यपेक्षा का संग्रहण राज्य की कुल अध्यपेक्षा में उनको संकलित करने आदि का कार्य एस एल डी सी द्वारा किया जाएगा। (5) एस टी यू/एस एल डी सी के ऐसी सभी अंतरा-राज्य इकाइयों के अंतर-संयोजन स्थानों पर विशेष ऊर्जा मीटरों को लगाने की जिम्मेदारी होगी जिन्हें मीटर रीडिंग के आवधिक संग्रहण करने, अंतरा-

राज्यिक ऊर्जा खातों की तैयारी तथा सभी संबंधित इकाइयों के लिए (सप्ताह में एक बार) यू आई विवरण तैयार करने के लिए ऐसे मीटरों की आवश्यकता है।

10. यह पुनरीक्षित आई ई जी सी 1-4-2006 से प्रभावी होगा।
11. राज्यों तथा (राज्य के स्वामित्वाधीन पारेषण लाईनों के बीच प्रत्यक्षतः रिएक्टिव ऊर्जा विनिमय करने के लिए संदाय के बारे में पूर्व आई ई जी सी मौन था। इस पहलू को नए खंड (6.6.7) के अधीन पुनरीक्षित आई ई जी सी में सम्मिलित किया जा रहा है।
12. अंतरा-राज्यिक इकाइयों के बीच रिएक्टिव ऊर्जा विनिमय की कीमत के लिए अंतरराज्यिक स्कीम पर संबंधित एस ई आर सी/सी टी यू द्वारा बहुत ही सावधानी पूर्वक विचार-विमर्श किया जाना है। और राज्य विद्युत ग्रिड कोड में सम्यक् रूप से सम्मिलित किया जाना है। स्थानीय रिएक्टिव समर्थन की अपेक्षा एक राज्य से दूसरे राज्य की अलग हो सकेगी तथा इस आई ई जी सी में प्रस्ताव भिन्न हो सकेंगे। उदाहरणार्थ, अंतरा-राज्यिक उत्पादन केन्द्रों (आई एस जी एस) को “उस समय अपेक्षित सक्रिय उत्पादन का छोड़े बिना” आर एल डी सी के अनुदेशों के अनुसार रिएक्टिव ऊर्जा का उत्पादन/समामेलन करना है तथा “ऐसे वी ए आर उत्पादन/समामेलन के लिए उत्पादन कंपनियों को कोई संदाय नहीं किया जाएगा। यह इसलिए है कि (1) आई एस जी एस अधिकांशतः भार केन्द्रों से दूर अवस्थित हैं (2) उनके पास साधारण तथा निम्न विभिन्न लागत हैं और (3) संपूर्ण संस्थापन, जिसमें उनकी रिएक्टिव ऊर्जा क्षमता सम्मिलित है, की लागत को सम्मिलित करने के लिए क्षमता प्रभार संदत्त किए जाते हैं। अंतरा-राज्यिक केन्द्र की परिस्थिति इस संबंध में अलग हो सकती है तथा उनकी रिएक्टिव ऊर्जा आउटपुट के लिए विभिन्न प्रस्ताव आवश्यक हो सकेंगे।
13. जब 1999 में आई ई जी सी के प्रथम संस्करण का प्रारूपण किया गया था तब अंतरराज्यिक विनिमय नाममात्र के हुआ करते थे। अनेक नए अंतरराज्यिक लिंक स्थापित कर दिए गए हैं तथा ऊर्जा की सारवान् मात्रा का क्षेत्रीय ग्रिडों के बीच आदान प्रदान किया जा रहा है। अंतर-क्षेत्रीय विनिमयों का अनुसूचीकरण, नियंत्रण तथा वाणिज्यिक मुद्दों के विभिन्न पहलुओं को सम्मिलित करने के लिए तदनुसार, आई ई जी सी में नया अध्याय जोड़ा जा रहा है।

ए. के. सचान, सचिव

[विज्ञापन III/IV/150/2005-असा.]

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**NOTIFICATION**

New Delhi, the 14th March, 2006

No. L-7/68(84)/2006-CERC.— In exercise of powers conferred by Section 178 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), and of all other power enabling in this behalf, and after previous publication, the Central Electricity Regulatory Commission hereby specifies the Grid Code to be known as the Indian Electricity Grid Code, which shall come into force on and from 1-4-2006 :—

CHAPTER I**GENERAL****1.1 Introduction**

The Indian Power System is a conglomeration of a number of agencies. The Indian Electricity Grid Code (IEGC) lays down the rules, guidelines and standards to be followed by the various agencies and participants in the system to plan, develop, maintain and operate the power system, in the most efficient, reliable, economic and secure manner, while facilitating healthy competition in the generation and supply of electricity.

1.2 Objective

The IEGC brings together a single set of technical rules, encompassing all the Utilities connected to/or using the inter-State transmission system (ISTS) and provides the following:

- Documentation of the principles and procedures which define the relationship between the various Users of the inter-State transmission system (ISTS), as well as the Regional and State Load Despatch Centres
- Facilitation of the operation, maintenance, development and planning of economic and reliable Regional Grid
- Facilitation for beneficial trading of electricity by defining a common basis of operation of the ISTS, applicable to all the Users of the ISTS

1.3 Scope

- i) All parties that connect with and/or utilize the ISTS are required to abide by the principles and procedures defined in the IEGC in so far as they apply to that party.
- ii) For the purpose of the IEGC, the Damodar Valley Corporation (DVC) will be treated similar to an STU/SEB, in view of the fact that DVC is a vertically integrated utility like an SEB and has its own generation, transmission and distribution in the identified command area.
- iii) For the purpose of the IEGC, the generating stations of the Bhakra Beas Management Board (BBMB) and Sardar Sarover Narmada Nigam Ltd. (SSNNL) shall be treated as intra-State generating stations, but their transmission systems shall be a part of the ISTS. This is because of the fact that only some of the States of Northern Region/Western Region have a share in BBMB/SSNNL, and their generating units have to be scheduled and dispatched in a very special manner (in coordination with the irrigational requirements). The scheduling and despatch of the BBMB/SSNNL generation shall continue to be the responsibility of the BBMB/SSNNL, with a proviso that it shall be duly coordinated with respective Regional Load Despatch Centre and the beneficiaries.

1.4 Structure of the IEGC

This IEGC contains the following:

- i) **Role of various Organizations and their linkages**

This chapter defines the functions of the various Organizations as are relevant to IEGC.

- ii) **Planning Code for inter-State transmission**

This Chapter provides the policy to be adopted in the planning and development of bulk power transfer and associated ISTS. The Planning Code lays out the detailed information exchange required between the planning agencies and the various participants of the power system for load forecasting, generation availability, and power system planning etc. for the future years under study. The Planning Code stipulates the various criteria to be adopted during the planning process.

iii) Connection Conditions

This chapter specifies minimum technical and design criteria to be complied with by any agency connected to the system or seeking connection to the ISTS, to maintain uniformity and quality across the system. This includes:

- a) Procedure for connection to the ISTS
- b) Site responsibility schedule

iv) Operating Code for Regional Grids

This Chapter describes the operational philosophy to maintain efficient, secure and reliable Grid Operation and contains the following sections.

- (a) **Operating Policy**
- (b) **System security aspects**

This section describes the general security aspects to be followed by generating companies and all Regional Constituents of the Grid.

- (c) **Demand Estimation for operational purposes**

This section details the procedures to estimate the demand by the various constituents for their systems for the day/week/month/year ahead, which shall be used for operational planning.

- (d) **Demand management**

This section identifies the methodology to be adopted for demand control by each regional constituent as a function of the frequency and deficit generation.

- (e) **Periodic Reports**

This section provides various provisions for reporting of the operating parameters of the grid such as frequency profile etc.

- (f) **Operational liaison**

This section sets out the requirement for the exchange of information in relation to normal operation and/or events in the grid.

- (g) **Outage Planning**

This section indicates procedure for outage planning.

(h) **Recovery procedures**

This section contains the procedures to be adopted following a major grid disturbance, for black start and resynchronization of islands, etc.

(i) **Event Information**

This section indicates the procedure by which events are reported and the information exchange etc. takes place.

v) **Scheduling & Despatch Code**

This section deals with the procedure to be adopted for scheduling and despatch of generation of the Inter-State Generating Stations (ISGS) including complementary commercial mechanisms, on a daily basis with the modality of the flow of information between the ISGS, Regional Load Despatch Centre (RLDC) and the State Load Despatch Centres (SLDCs).

vi) **Inter-Regional Exchanges**

This Chapter deals with special considerations for operation of inter-regional links.

vii) **Management of IEGC**

This Chapter deals with the procedure for review/amendment and management of IEGC.

1.5 Non-compliance

In case of a persistent non-compliance of any of the stipulations of the IEGC by a constituent or an agency (other than RPC and RLDC), the matter shall be reported by any agency/RLDC to the Member Secretary, RPC. The Member Secretary, RPC, shall verify and take up the matter with the defaulting agency for expeditious termination of the non-compliance. In case of inadequate response to the efforts made by the Member Secretary, RPC, the non-compliance shall be reported to CERC. CERC, in turn after due process, may order the defaulting agency for compliance, failing which; the CERC may take appropriate action.

RPC shall maintain appropriate records of such violations.

In case of a non-compliance of any of the stipulations of the IEGC by RLDC or RPC, the matter shall be reported to the CERC.

1.6 Free Governor Action

- i) All thermal and hydro (except those with zero pondage) generating units: with effect from the date to be separately notified by the Commission.
- ii) Any exemption from the above may be granted only by CERC for which the concerned constituent/ agency shall file a petition in advance.
- iii) The Gas turbine/Combined Cycle Power Plants and Nuclear Power Stations shall be exempted from Sections 4.8 (c), 4.8 (d), 5.2 (e), 5.2 (f), 5.2 (g) and 5.2 (h) till the Commission reviews the situation.

1.7 Charge/Payment for Reactive Energy Exchanges

The rate for charge/payment of reactive energy exchanges (according to the scheme specified in section 6.6 shall be 5.0 paise/kVARh w.e.f 01.04.2006, and shall be escalated at 0.25 paise/kVARh per year thereafter, unless otherwise revised by the CERC.

1.8 Exemptions

Any exemption from provisions of IEGC shall become effective only after approval of the Commission, for which the agencies will have to file a petition in advance.

1.9 Glossary and Definitions

ITEM	DEFINITION
Act	The Electricity Act, 2003
Agency	A term used in the various sections of the IEGC to refer to ISGS/Licensee that utilize the ISTS.
Authority	Central Electricity Authority referred to in sub-section (1) of Section 70 of the Act.
Automatic Voltage Regulator (AVR)	A continuously acting automatic excitation control system to control the voltage of a Generating Unit measured at the generator terminals.
BBMB	The Bhakra Beas Management Board

Beneficiary	A person who has a share in an ISGS.
Black Start Procedure	The procedure necessary to recover from a partial or a total blackout.
Bulk Power Transmission Agreement (BPTA)	The commercial agreement between the transmission licensee and a long term customer for the provision of transmission services.
BIS	The Bureau of Indian Standards.
Captive Generating Plant (CGP)	Captive Generating Plant means a power plant set up by any person to generate electricity primarily for his own use and includes a power plant set up by any co-operative society or association of persons for generating electricity primarily for use of members of such co-operative society or association.
Capacitor	An electrical facility provided for generation of reactive power.
CEA	The Central Electricity Authority
CERC	The Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of Section 76..
Central Transmission Utility (CTU)	Central Transmission Utility means any Government company, which the Central Government may notify under sub-section (1) of Section 38 of the Act.
Connection Agreement	An Agreement between CTU and an agency setting out the terms relating to a connection to and/or use of the Inter State Transmission System.
Connection Point	A point at which a agency's Plant and/or Apparatus connects to the Inter State Transmission System.
Constituent	A State of the Region (represented by its SEB/STU), a Union Territory (represented by its Electricity Department), a Generating Company having a ISGS in the Region, Central Transmission Utility and DVC/BBMB/SSNNL (in the respective Region).

Demand	The demand of Active Power in MW and Reactive Power in MVAR of electricity unless otherwise stated.
Despatch Schedule	The ex-power plant net MW and MWH output of a generating station, scheduled to be exported to the Grid from time to time.
Disturbance Recorder (DR)	A device provided to record the behaviour of the pre-selected digital and analog values of the system parameters during an Event.
Data Acquisition System (DAS)	A device provided to record the sequence of operation in time, of the relays/equipments/system parameters at a location.
Drawal Schedule	The, ex-power plant, MW that a State is scheduled to receive from the ISGS, including bilateral exchanges from time to time.
DVC	The Damodar Valley Corporation established under sub-section (1) of Section 3 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948.
Entitlement	Share of a beneficiary (in MW and MWH) in the installed capacity/output capability of an ISGS.
Event	An unscheduled or unplanned occurrence on a Grid including faults, incidents and breakdowns.
Event Logger (EL)	A device provided to record the sequence of operation in time, of the relays/equipments at a location during an Event.
Ex-Power Plant	Net MW/MWH output of a generating station, after deducting auxiliary consumption and transformation losses.
Fault Locator (FL)	A device provided at the end of a transmission line to measure/indicate the distance at which a line fault may have occurred.
Flexible Alternating Current Transmission (FACT)	Facilities that enable power flows on A.C lines to be regulated, to control loop flows, line loadings, etc.

Force Majeure	<p>Any event which is beyond the control of the agencies involved which they could not foresee or with a reasonable amount of diligence could not have foreseen or which could not be prevented and which substantially affect the performance by either agency such as but not limited to :-</p> <p>a) Acts of God, natural phenomena, including but not limited to floods, droughts, earthquakes and epidemics;</p> <p>b) Acts of any Government domestic or foreign, including but not limited to war declared or undeclared, hostilities, priorities, quarantines, embargoes;</p> <p>c) Riot or Civil Commotion</p> <p>d) Grid's failure not attributable to agencies involved..</p>
Forced Outage	<p>An outage of a Generating Unit or a transmission facility due to a fault or other reasons which has not been planned.</p>
Generating Company	<p>Generating Company means any company or body corporate or association or body of individuals, whether incorporated or not, or artificial juridical person, which owns or operates or maintains a generating station.</p>
Generating Unit	<p>An electrical Generating Unit coupled to a turbine within a Power Station together with all Plant and Apparatus at that Power Station (up to the Connection Point) which relates exclusively to the operation of that turbo-generator.</p>

Good Utility Practices	Any of the practices, methods and acts engaged in or approved by a significant portion of the electric utility industry during the relevant time period which could have been expected to accomplish the desired results at a reasonable cost consistent with good business practices, reliably, safely and with expedition.
Governor Droop	In relation to the operation of the governor of a Generating Unit; the percentage drop in system frequency which would cause the Generating Unit under free governor action to change its output from zero to full load.
Grid Standards	Grid Standards specified by the Authority under clause (d) of the Section 73 of the Act.
Extra High Voltage (EHV)	Where the voltage exceeds 33,000 volts under normal conditions, subject, however, to the percentage variation allowed by the Authority.
Independent Power Producer (IPP)	A generating company not owned/controlled by the Central/State Government.
Indian Electricity Grid Code (IEGC)	A document describing the philosophy and the responsibilities for planning and operation of Indian power system specified by the Commission in accordance with sub section 1(h) of Section 79 of the Act..
Inter-State Generating Station (ISGS)	A Central/other generating station in which two or more states have shares and whose scheduling is to be coordinated by the RLDC.

Inter State Transmission System (ISTS)	<p>Inter-State Transmission System includes</p> <ul style="list-style-type: none"> i) any system for the conveyance of electricity by means of a main transmission line from the territory of one State to another State ii) The conveyance of energy across the territory of an intervening State as well as conveyance within the State which is incidental to such inter-state transmission of energy (iii) The transmission of electricity within the territory of State on a system built, owned, operated, maintained or controlled by CTU.
IEC	The International Electro technical Commission.
Licensee	Licence means a person who has been granted a licence under Section 14 of the Act.
Load	The MW/MWH consumed by a utility/ installation.
Long-term customer	A person availing or intending to avail access to the ISTS for a period of 25 years or more and who has signed BPTA with the transmission licensee.
Maximum Continuous Rating (MCR)	The normal rated full load MW output capacity of a Generating Unit which can be sustained on a continuous basis at specified conditions.
National Grid	The entire inter-connected electric power network of the country, which would evolve after inter-connection of Regional grids.
Net Drawal Schedule	The drawal schedule of a beneficiary after deducting the apportioned transmission losses (estimated).
Operation	A scheduled or planned action relating to the operation of a System.

Operation Co-ordination Committee (OCC)	A committee of RPC with members from all the Constituents which decides the operational aspects of the Regional Grid.
Operating range	The operating range of frequency and voltage as specified under the operating code (Chapter-6)
Pool Account	Regional account for (i) payments regarding unscheduled interchanges (UI Account) or (ii) reactive energy exchanges (Reactive Energy Account), as the case may be
POWERGRID	Power Grid Corporation of India Limited which has been notified as CTU.
Power System	Power System means all aspects of generation, transmission, distribution and supply of electricity and includes one or more of the following, namely: (a) generating stations; (b) transmission or main transmission lines; (c) sub-stations; (d) tie-lines; (e) load despatch activities; (f) mains or distribution mains; (g) electric supply lines; (h) overhead lines; (i) service lines; (j) works.
Reactor	An electrical facility specifically designed to absorb Reactive Power.
Regional Power Committee (RPC)	"Regional Power Committee" means a Committee established by resolution by the Central Government for a specific region for facilitating the integrated operation of the power systems in that region.
RPC Secretariat	The Secretariat of the RPC.

Regional Energy Account (REA)	A regional energy account, for the billing and settlement of 'Capacity Charge', 'Energy Charge', 'UI Charge' and 'Reactive Charge'.
Regional Grid	The entire synchronously connected electric power network of the concerned Region, comprising of ISTS, ISGS and intra-state systems.
Regional Load Despatch Centre (RLDC)	'Regional Load Despatch Centre' means the Centre established under sub-section (1) of Section 27 of the Act.
Share	Percentage share of a beneficiary in an ISGS notified by Government of India or as agreed to in the agreement between ISGS and its beneficiaries.
Single Line Diagram (SLD)	Diagrams which are a schematic representation of the HV/EHV apparatus and the connections to all external circuits at a Connection Point incorporating its numbering nomenclature and labelling.
Site Common Drawing	Drawings prepared for each Connection Point, which incorporates layout drawings, electrical layout drawings, common protection/control drawings and common service drawings.
Spinning Reserve	Part loaded generating capacity with some reserve margin that is synchronized to the system and is ready to provide increased generation at short notice pursuant to dispatch instruction or instantaneously in response to a frequency drop.
Standing Committee for Transmission Planning	A Committee constituted by the CEA to discuss, review and finalise the proposals for expansion or modification in the ISTS and associated intra-state systems.
SEB	The State Electricity Board including the State Electricity Department.
SERC	State Electricity Regulatory Commission

SSNNL	Sardar Sarover Narmada Nigam Ltd.
State Load Despatch Centre (SLDC)	'State Load Despatch Centre' means the Centre established under sub-section (1) of Section 31 of the Act.
State Transmission Utility (STU)	'State Transmission Utility' means the Board or the Government Company specified as such by the State Government under sub-section (1) of Section 39 of the Act.
Static VAR Compensator (SVC)	An electrical facility designed for the purpose of generating or absorbing Reactive Power.
Technical Co-ordination Committee (TCC)	The committee set up by RPC to coordinate the technical and commercial aspects of the operation of the regional grid.
Time Block	Block of 15 minutes each for which special energy Meters record specified electrical parameters and quantities with first time block starting and 00.00 Hrs.
Transmission License	A Licence granted under Section 14 of the Act to transmit electricity.
Transmission Planning Criteria	The policy, standards and guidelines issued by the CEA for the planning and design of the Transmission system.
User	A term utilized in the various sections of the IEGC to refer to the persons/agencies using the ISTS, as more particularly identified in each section of the IEGC.

CHAPTER-2

ROLE OF VARIOUS ORGANIZATIONS AND THEIR LINKAGES

2.1 Introduction

- 2.1.1 In the light of the Electricity Act, 2003, it has become necessary to re-define the role of Regional Load Despatch Centres (RLDCs), Regional Power Committees (RPCs)/Regional Electricity Boards (REBs), the Central Transmission Utility (CTU) etc. and their organizational linkage so as to facilitate development and smooth operation of Regional Grids and National Grid at large. This Chapter defines the function of the various organizations so far as it relates to the Grid Code.

2.2. Role of RLDCs

2.2.1 According to sections 28 and 29 of Electricity Act, 2003, the functions of RLDCs are as follows:

- (1) The Regional Load Despatch Centre shall be the apex body to ensure integrated operation of the power system in the concerned region.
- (2) The Regional Load Despatch Centre shall comply with such principles, guidelines and methodologies in respect of wheeling and optimum scheduling and despatch of electricity as may be specified in the Grid Code.
- (3) The Regional Load Despatch Centre shall-
 - (a) be responsible for optimum scheduling and despatch of electricity within the region, in accordance with the contracts entered into with the licensees or the generating companies operating in the region;
 - (b) monitor grid operations;
 - (c) keep accounts of quantity of electricity transmitted through the regional grid;
 - (d) exercise supervision and control over the Inter-State transmission system ; and
 - (e) be responsible for carrying out real time operations for grid control and despatch of electricity within the region through secure and economic operation of the regional grid in accordance with the Grid Standards and the Grid Code.
- (4) The Regional Load Despatch Centre may give such directions and exercise such supervision and control as may be required for ensuring stability of grid operations and for achieving the maximum economy and efficiency in the operation of the power system in the region under its control.
- (5) Every licensee, generating company, generating station, sub-station and any other person connected with the operation of the power system shall comply with the directions issued by the Regional Load Despatch Centres.
- (6) All directions issued by the Regional Load Despatch Centres to any transmission licensee of State transmission lines or any other licensee of the State or generating company (other than those connected to inter-State transmission system) or sub-station in the State shall be issued through the State Load Despatch Centre and the State Load Despatch Centres shall ensure that such directions are duly complied with by the licensee or generating company or sub-station.
- (7) If any dispute arises with reference to the quality of electricity or safe, secure and integrated operation of the regional grid or in relation to any direction given by the Regional Load Despatch Centre, it shall be referred to Central Commission for decision.

However, pending the decision of the Central Commission, the directions of the Regional Load Despatch Centre shall be complied with by the State Load Despatch Centre or the licensee or the generating company, as the case may be.

2.2.2 The following are contemplated as exclusive functions of RLDCs

- (1) System operation and control including inter-state / inter-regional transfer of power, covering contingency analysis and operational planning on real time basis;
- (2) Scheduling / re-scheduling of generation;
- (3) System restoration following grid disturbances;
- (4) Metering and data collection;
- (5) Compiling and furnishing data pertaining to system operation;
- (6) Operation of regional UI pool account and regional reactive energy account.

2.2.3 In case of Open access in Inter-state Transmission, the Regional Load Despatch Centre of the region where point of drawal of electricity is situate, shall be the nodal agency for the short-term transmission access. The procedure and modalities in regard to short-term Open Access shall be as per the Central Electricity Regulatory Commission (Open Access in Inter-state Transmission) Regulations, 2004, as amended from time to time.

2.3 Role of RPC

2.3.1 RPCs have been constituted by resolutions dated 25.5.2005 of Central Government for the specified Region(s) for facilitating the integrated operation of the power system in the Region. The Secretariat of the Board is headed by the Member Secretary who is appointed by the Central Electricity Authority (CEA), together with the other staff for the RPC Secretariat. Under section 29(4) of the Electricity Act, 2003, the Regional Power Committee in the region may, from time to time, agree on matters concerning the stability and smooth operation of the integrated grid and economy and efficiency in the operation of the power system in that region.

2.3.2 The following functions which go to facilitate the stability and smooth operation of the systems are identified for the RPC:

- i) To undertake Regional Level operation analysis for improving grid performance.
- ii) To facilitate inter-state/inter-regional transfer of power.
- iii) To facilitate all functions of planning relating to inter-state/ intra-state transmission system with CTU/STU.
- iv) To coordinate planning of maintenance of generating machines of various generating companies of the region including those of inter-state generating companies supplying electricity to the Region on annual basis and also to undertake review of maintenance programmed on monthly basis.
- v) To undertake planning of outage of transmission system on monthly basis.

- vi) To undertake operational planning studies including protection studies for stable operation of the grid.
- vii) To undertake planning for maintaining proper voltages through review of reactive compensation requirement through system study committee and monitoring of installed capacitors.
- viii) To evolve consensus on all issues relating to economy and efficiency in the operation of power system in the region.

2.3.3 The decision of RPC arrived at by consensus regarding operation of the regional grid and scheduling and dispatch of electricity will be followed by RLDC subject to directions of the Central Commission, if any.

2.3.4 All complaints regarding unfair practices, delays, discrimination, lack of information, supply of wrong information or any other matter related to open access in inter-state transmission shall be directed to the Member Secretary, RPC of the region in which the authority against whom the complaint is made, is located. The Member Secretary, RPC shall investigate and endeavour to resolve the grievance. In case the Member Secretary, RPC is unable to resolve the matter, it shall be reported to the Central Commission for a decision.

2.3.5 Member Secretary, RPC shall, for the purpose of payment of transmission charges/ capacity charges and incentives, certify:

- (1) Availability of Regional AC and HVDC transmission system
- (2) Availability and Plant Load Factor for ISGS (Thermal)
- (3) Capacity Index for ISGS (Hydro)

2.4 Role of CTU

2.4.1 As per the section 38 of Electricity Act, 2003, the functions of the Central Transmission Utility (CTU) shall be –

- (1) (a) to undertake transmission of electricity through inter-State transmission system;
- (b) to discharge all functions of planning and co-ordination relating to inter-State transmission system with-
 - i) State Transmission Utilities
 - ii) Central Government;
 - iii) State Governments;
 - iv) Generating companies;
 - v) Regional Power Committees;
 - vi) Authority;
 - vii) Licensees;
 - viii) Any other person notified by the Central Government in this behalf;
- (c) to ensure development of an efficient, co-ordinated and economical system of inter-State transmission lines for smooth flow of electricity from generating stations to the load centres;

(d) to provide non-discriminatory open access to its transmission system for use by-

(i) any licensee or generating company on payment of the transmission charges; or

(ii) any consumer and when such open access is provided by the State Commission under sub-section (2) of section 42 of the Act, on payment of the transmission charges and a surcharge thereon, as may be specified by the Central Commission.

(2) Until a Government company or authority or corporation is notified by the Central Government, the Central Transmission Utility shall operate the Regional Load Despatch Centre.

2.4.2 CTU shall not engage in the business of generation of electricity or trading in electricity.

2.4.3 In case of Open access in Inter-state Transmission, the nodal agency for the long-term transmission access shall be the Central Transmission Utility if its system is used. The procedure and modalities in regard to long-term Open Access shall be as per the Central Electricity Regulatory Commission (Open Access in Inter-state Transmission) Regulations, 2004, as amended from time to time.

2.5 Role of CEA

2.5.1 According to the section 73 of Electricity Act, 2003, the functions of CEA as relevant to Grid Code are as under:

- (1)
 - (i) CEA shall formulate short-term and perspective plans for development of the electricity system and co-ordinate the activities of the planning agencies for the optimal utilization of resources to subserve the interests of the national economy and to provide reliable and affordable electricity for all consumers.
 - (ii) to specify the technical standards for construction of electrical plants, electric lines and connectivity to the grid;
 - (iii) to specify the safety requirements for construction, operation and maintenance of electrical plants and electric lines;
 - (iv) to specify the Grid Standards for operation and maintenance of transmission lines; and,
 - (v) to specify the conditions for installation of meters for transmission and supply of electricity.
 - (vi) to promote and assist in the timely completion of schemes and projects for improving and augmenting the electricity system;
 - (vi) to collect and record the data concerning the generation, transmission, trading, distribution and utilisation of electricity and carry out studies relating to cost, efficiency, competitiveness and such like matters;
 - (vii) to carry out, or cause to be carried out, any investigation for the purposes of generating or transmitting or distributing electricity.

- (2) CEA shall prepare a National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy prepared by the Central Government under the provisions of section 3(1) of Electricity Act, 2003. The CEA shall notify the National Electricity Plan once in five years.

2.6 Role of SLDC

- 2.6.1 As per section 32 of Electricity Act, 2003, the State Load Despatch Centre (SLDC) shall be the apex body to ensure integrated operation of the power system in a State.
- 2.6.2 SLDC shall exercise supervision and control over the intra-State transmission system. SLDC will be responsible for carrying out real time operations for grid control and despatch of electricity within the State through secure and economic operation of the State grid in accordance with the Grid Standards and the State Grid Code. The SLDC shall comply with the directions of the RLDC.
- 2.6.3 SLDC shall keep accounts of the quantity of electricity transmitted through the State grid.

2.7.1 Role of STU

- 2.7.2 Section 39 of the Electricity Act, 2003, outlines that the functions of the State Transmission Utility (STU) shall be –

- (1) (a) to undertake transmission of electricity through intra-State transmission system;
- (b) to discharge all functions of planning and co-ordination relating to intra-State transmission system with-
- i) Central Transmission Utility;
 - ii) State Governments;
 - iii) generating companies;
 - iv) Regional Power Committees;
 - v) Authority;
 - vi) licensees;
 - vii) any other person notified by the State Government in this behalf;
- (c) to ensure development of an efficient, co-ordinated and economical system of intra-State transmission lines for smooth flow of electricity from a generating station to the load centres;
- (d) to provide non-discriminatory open access to its transmission system for use by -
- (i) any licensee or generating company on payment of the transmission charges; or

- (ii) any consumer as and when such open access is provided by the State Commission under sub-section (2) of section 42 of the Act, on payment of the transmission charges and a surcharge thereon, as may be specified by the State Commission .
- (2) Until a Government company or any authority or corporation is notified by the State Government, the State Transmission Utility shall operate the State Load Despatch Centre.

CHAPTER – 3

PLANNING CODE FOR INTER-STATE TRANSMISSION

This Chapter comprises various aspects of Planning relating to Inter-State transmission systems.

3.1 Introduction

- i) In accordance with Section 38(2)(b) of Electricity Act, 2003, the Central Transmission Utility (CTU) shall discharge all functions of planning and co-ordination relating to inter-State transmission system in co-ordination with State Transmission Utility, Central Government, State Governments, Generating Companies, Regional Power Committees, Central Electricity Authority (CEA), licensees and any other person notified by the Central Government in this behalf.
- ii) In accordance with Section 38(2)(d) of Electricity Act, 2003, the Central Transmission Utility (CTU) shall inter-alia provide non-discriminatory open access to its transmission system for use by
 - (a) any licensee or generating company on payment of the transmission charges; or
 - (b) any consumer as and when such open access is provided by the State Commission under sub-section (2) of Section 42, on payment of the transmission charges and a surcharge thereon, as may be specified by the Central Commission.
- iii) Similarly, in accordance with Section 39(2)(b) of Electricity Act, 2003, the State Transmission Utilities (STUs) shall discharge all functions of planning and coordination relating to intra-State transmission system with Central Transmission Utility, State Governments, Generating Companies, Regional Power Committees, Central Electricity Authority (CEA), licensees and any other person notified by the State Government in this behalf.
- iv) In accordance with Section 39(2)(d) of Electricity Act, 2003, the State Transmission Utility (STU) shall inter-alia provide non-discriminatory open access to its transmission system for use by –
 - (a) any licensee or generating company on payment of the transmission charges; or

- (b) any consumer as and when such open access is provided by the State Commission under sub-section (2) of Section 42, on payment of the transmission charges and a surcharge thereon, as may be specified by the State Commission.
- v) In accordance with Section 40 of Electricity Act, 2003, the transmission licensee shall inter-alia provide non-discriminatory open access to its transmission system for use by
 - (a) any licensee or generating company on payment of the transmission charges; or
 - (b) any consumer as and when such open access is provided by the State Commission under sub-section (2) of Section 42, on payment of the transmission charges and a surcharge thereon, as may be specified by the State Commission.
- vi) In accordance with Section 3 (4) of Electricity Act, 2003, CEA shall inter-alia prepare a National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy and notify such plan once in five (5) years. As per Section 3 (5) of Electricity Act, 2003, CEA may review or revise the National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy.
- vii) In accordance with Section 73 (a) of Electricity Act, 2003, CEA is responsible to advise the Central Government on the matters relating to the National Electricity Policy, formulate short-term and perspective plans for development of the electricity system and co-ordinate the activities of planning agencies for optimal utilization of resources to subserve the interests of the national economy and to provide reliable and affordable electricity for all consumers.
- viii) The Planning Code specifies the policy and procedures to be applied in planning of Regional Grids and Inter Regional links.

3.2 Objective

The objectives of Planning Code are as follows:

- (a) To specify the principles, procedures and criteria which shall be used in the planning and development of the ISTS and inter regional links.
- (b) To promote co-ordination amongst all Regional Constituents and agencies in any proposed development of the ISTS.
- (c) To provide methodology and information exchange amongst Regional Constituents and agencies in the planning and development of the ISTS.

3.3 Scope

The Planning Code applies to CTU, other Transmission licensees, Inter-State Generating Station (ISGS), connected to and/or using and involved in developing the ISTS. This Planning Code also applies to Generating Companies, IPPs, SEBs/STUs and /licensees, regarding generation and/or transmission of energy to/from the ISTS.

3.4 Planning Policy

- (a) CEA would formulate perspective transmission plan for inter-State transmission system as well as intra-State transmission system. These perspective transmission plans would be continuously updated to take care of the revisions in load projections and generation scenarios considering the seasonal and the time of the day variations.
- (b) The CTU shall carry out planning process from time to time as per the requirement for identification of major inter-State transmission system including inter-regional schemes which shall fit in with the perspective plan developed by CEA. While planning schemes, the following shall be considered in addition to the data of authenticated nature collected from and in consultation with various agencies / Regional Constituents by CTU:
 - i) Perspective plan formulated by CEA.
 - ii) Electric Power Survey of India published by the CEA.
 - iii) Transmission Planning Criteria and guidelines issued by the CEA.
 - iv) Reports on National Electricity Policy, issued by Govt. of India which are relevant for development of ISTS.
- (c) In addition to the major inter-State transmission system, the CTU shall plan, from time to time, system strengthening schemes, need of which may arise to overcome the constraints in power transfer and to improve the overall performance of the grid. The inter-State transmission proposals including system strengthening scheme identified on the basis of the planning studies would be discussed, reviewed and finalized in the meetings of Regional Standing Committees for Transmission Planning constituted by CEA, in consultation with the beneficiaries, RPC, CEA and the RLDC.
- (d) As per CERC regulation for providing open access in inter-State transmission, the nodal agency for arranging the long-term transmission access to the applicant shall be the CTU, if its system is used and for the short-term transmission access shall be the Regional Load Despatch Centre of the region where point of drawal of electricity is situated.
- (e) In case long-term open access in ISTS cannot be allowed without system strengthening, the applicant may request CTU to

carry out system studies to identify strengthening requirement and its cost estimates.

Further, to provide long-term open access as per the terms and conditions formulated by CERC and CTU from time to time, the application for long-term open access including system strengthening identified by CTU in ISTS shall be discussed and finalized in consultation with other agencies.

- (f) All Constituents and agencies will supply to the CTU, the desired planning data from time to time to enable to formulate and finalize its plan.
- (g) The plan reports shall contain a Chapter on additional transmission requirement which may include not only inter-State transmission lines but also additional equipment such as transformer, capacitors, reactors etc.
- (h) The plan report shall also indicate the action taken to fulfill the additional requirement and actual progress made on new schemes. These reports will be available to any interested party for making investment decision/connection decisions to the ISTS.
- (i) As voltage management plays an important role in inter-state transmission of energy, special attention shall be accorded to planning of capacitors, reactors, SVC and Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS), etc.
- (j) Based on Plans prepared by the CTU, State Transmission Utilities (STU) shall have to plan their systems to further evacuate power from the ISTS.

In case of Long Term Open Access Applications requiring any strengthening in the intra-State transmission system to absorb/evacuate power beyond ISTS, the applicant shall co-ordinate with the concerned STU.

- (k) The Inter-State Transmission System and associated intra-State transmission system are complementary and inter-dependent and planning of one affects the other's planning and performance. Therefore, the associated intra-State transmission system shall also be discussed and reviewed before implementation during the discussion for finalizing ISTS proposal indicated at 3.4 (c) above.

3.5 Planning Criterion

General Policy

- (a) The planning criterion are based on the security philosophy on which the ISTS has been planned. The security philosophy may be as per the Transmission Planning Criteria and other guidelines as given by CEA. The general policy shall be as detailed below:

- i) As a general rule, the ISTS shall be capable of withstanding and be secured against the following contingency outages without necessitating load shedding or rescheduling of generation during Steady State Operation:
 - Outage of a 132 kV D/C line or,
 - Outage of a 220 kV D/C line or,
 - Outage of a 400 kV S/C line or,
 - Outage of single Interconnecting Transformer, or
 - Outage of one pole of HVDC Bipole line, or
 - Outage of 765 kV S/C line.
 - ii) The above contingencies shall be considered assuming a pre-contingency system depletion (Planned outage) of another 220 kV D/C line or 400 kV S/C line in another corridor and not emanating from the same substation. All the Generating Units may operate within their reactive capability curves and the network voltage profile shall also be maintained within voltage limits specified.
- (b) The ISTS shall be capable of withstanding the loss of most severe single system infeed without loss of stability.
- (c) Any one of these events defined above shall not cause:
- i) Loss of supply
 - ii) Prolonged operation of the system frequency below and above specified limits.
 - iii) Unacceptable high or low voltage
 - iv) System instability
 - v) Unacceptable overloading of ISTS elements.
- (d) In all substations (132 kV and above), at least two transformers shall be provided.
- (e) CTU shall carry out planning studies for Reactive Power compensation of ISTS including reactive power compensation requirement at the ISGS's Switchyard.

3.6 Planning Data

- (a) Under this Planning Code, the SEBs/STUs/ISGS/State Generating Companies/IPPs/licensees are to supply two types of data :
- i) **Standard planning data**
 - ii) **Detailed planning data**
- (b) Standard Planning data
- i) Standard planning data consists of details which are expected to be normally sufficient for the CTU to investigate the impact on the ISTS due to User development.

- ii) Standard planning data covering (a) preliminary project planning data (b) committed project planning data and (c) connected planning data should be furnished by the State Electricity Boards/STU, and Generating companies connected to the ISTS. This data shall be furnished to CTU from time to time in the standard formats supplied by the CTU.
- iii) The standard formats for submission of this data have been developed and approved by the CERC (August, 2001).

(c) **Detailed Planning data**

Detailed planning data consist of additional, more detailed data not normally expected to be required by CTU to assess the impact of User development on the ISTS. This data shall be furnished by the Users of ISTS as and when requested by CTU.

3.7 Implementation of Transmission Plan

The actual program of implementation of transmission lines, Inter-connecting Transformers, - reactors/capacitors and other transmission elements will be determined by CTU in consultation with the concerned agencies. The completion of these works, in the required time frame, shall be ensured by CTU through the concerned agency.

CHAPTER - 4

CONNECTION CONDITIONS

4.1 Introduction

The Connection Conditions specify the minimum technical and design criteria which shall be complied with by CTU and any agency connected to, or seeking connection to ISTS. They also set out the procedures by which CTU shall ensure compliance by any agency with the above criteria as pre-requisite for the establishment of an agreed connection.

4.2 Objective

The Connection Conditions are designed to ensure that:

- a) The basic rules for connections are complied with to treat all agencies in a non-discriminatory manner.
- (b) Any new or modified connections, when established, shall neither suffer unacceptable effects due to its connections to ISTS nor impose unacceptable effects on the system of any other connected agency.

- (c) The ownership and responsibility for all the equipments shall be clearly specified in a schedule (site responsibility schedule) for every site, where a connection is made.

4.3 Scope

The Connection conditions apply to all Constituents (CTU, ISGS, SEBs/STUs) and any other agency / licensees connected to and involved in developing the ISTS. This Connection Code also applies to all agencies, which are planning to generate/transmit and/or are generating/ transmitting energy to/from ISTS. The Connection conditions for Generating Units embedded in the intra-State systems, and not connected to the ISTS, shall be finalized by the respective STU/SEB.

4.4 Procedure for connection

- (a) Prior to a agency being connected to the ISTS all necessary conditions outlined in the IEGC in addition to other mutually agreed requirements to be complied with, must be fulfilled by the agency. Any agency seeking to establish new or modified arrangement of connection to or for use of ISTS, shall submit an application on standard format to CTU along with the following details:-
- i) Report stating the purpose of the proposed connection and/or modification, transmission licensee to whose system connection is proposed connection point, description of apparatus to be connected or modification of the apparatus already connected and beneficiaries of the proposed connection.
 - ii) Construction schedule and target completion date.
 - iii) Confirmation that the agency shall abide by IEGC, Indian Electricity Rules and various standards including Grid Connectivity Standards made pursuant to the Act.

The CTU shall normally make a formal offer to the agency within a period of one month of the date of receipt of all details. Details of the requirements and procedures will be set out in the offer of a connection to the ISTS and the resulting Connection Agreement with the agency. Upon compliance, CTU shall notify the transmission licensee and the applicant agency that it can be connected to the ISTS.

- (b) However in case of the existing connections between ISTS network and Regional Constituents/ISGS, a relaxation of one year in respect of the connection conditions is allowed so that the present arrangements may continue. The process of re-negotiation of the connection conditions with ISGS/regional constituents should be completed within a period of one year. In case it is determined that the compliance of connection conditions would be delayed further, the CERC may consider further relaxation for which a petition will have to be filed by the concerned constituent along with CTU's

recommendation/comments. The cost of modification, if any, shall be borne by the concerned constituent.

4.5 Connection Agreement

A connection agreement shall include (but not limited), as appropriate, within its terms and conditions, the following:

- i) A condition requiring both parties to comply with the IEGC.
- ii) Details of connection, technical requirements and commercial arrangements.
- iii) Details of any capital expenditure arising from necessary reinforcement or extension of the system, data communication, RTU etc. and demarcation of the same between the concerned parties.
- iv) Site responsibility schedule.
- v) General philosophy, guidelines, etc., on protection and telemetry.

A model connection agreement is placed at Annexure-1 to Chapter-4.

4.6 ISTS Parameter Variations

(a) General

Within the power system, instantaneous values of system frequency and voltage are subject to variation from their nominal value. All agencies shall ensure that Plant and Apparatus requiring service from/to the ISTS is of such design and construction that satisfactory operation will not be prevented by such variation.

(b) Frequency Variations

Rated frequency of the system shall be 50.0 Hz and shall normally be controlled within the limits as per regulations/standards framed by the Authority.

(c) Voltage Variations

- i) The variation of voltage may not be more than the voltage range specified in the regulations/standards framed by the Authority.
- ii) The agency engaged in sub-transmission and distribution shall not depend upon the ISTS for reactive support when connected. The agency shall estimate and provide the required reactive compensation in its transmission and distribution network to meet its full Reactive Power requirement, unless specifically agreed to with CTU.

4.7 Agency and CTU equipment at Connection Points

(a) Sub-station Equipment

- i) All EHV sub-station equipments shall comply with Bureau of Indian Standards (BIS)/IEC/ prevailing Code of practice.
- ii) All equipment shall be designed, manufactured and tested and certified in accordance with the quality assurance requirements as per IEC/BIS standards.
- iii) Each connection between an agency and ISTS shall be controlled by a circuit breaker capable of interrupting, at the connection point, the short circuit current as advised by CTU in the specific Connection Agreement.

(b) Fault Clearance Times

- i) The fault clearance time when all equipments operates correctly, for a three phase fault (close to the bus-bars) on agencies equipment directly connected to ISTS and for a three phase fault (close to the bus-bars) on ISTS connected to agencies equipment, shall not be more than:
 - a) 100 milli seconds (ms) for 800 kV class & 400 kV
 - b) 160 milli seconds (ms) for 220 kV & 132 kV
- ii) Back-up protection shall be provided for required isolation/protection in the event of failure of the primary protection systems provided to meet the above fault clearance time requirements. If a Generating Unit is connected to the ISTS directly, it shall withstand, until clearing of the fault by back-up protection on the ISTS side.

(c) Protection

Protection systems are required to be provided by all agencies and Constituents connected to the ISTS in coordination with CTU. In case of installation of any device which necessitates modification/ replacement of existing protection relays/ scheme in the network, such modification/ replacement shall be carried out by owner of respective part of network.

Protection systems are required to isolate the faulty equipments and protect the other components against all types of faults, internal/ external to them, within the specified fault clearance time with reliability, selectivity and sensitivity.

All agencies connected to the ISTS shall provide protection systems as specified in the connection agreement.

Relay setting coordination shall be done at regional level by RPC. The RPCs would also identify critical locations where bus bar protection needs to be provided, if not available.

4.8 Generating Units and Power Stations

- a) A Generating Unit shall be capable of continuously supplying its normal rated active/reactive output within the system frequency and voltage variation range indicated at section 4.6 above, subject to the design limitations specified by the manufacturer.
- b) A generating unit shall be provided with an AVR, protective and safety devices, as set out in connection agreements.
- c) Each Generating Unit shall be fitted with a turbine speed governor having an overall droop characteristic within the range of 3% to 6% which shall always be in service.
- d) Each Generating Unit shall be capable of instantaneously increasing output by 5% when the frequency falls limited to 105% MCR. Ramping back to the previous MW level (in case the increased output level can not be sustained) shall not be faster than 1% per minute.

4.9 Reactive Power Compensation

- a) Reactive Power compensation and/or other facilities, should be provided by SEBs/STUs and distributing licensees as far as possible in the low voltage systems close to the load points thereby avoiding the need for exchange of Reactive Power to/from ISTS and to maintain ISTS voltage within the specified range.
- b) Line Reactors may be provided to control temporary over voltage within the limits as set out in connection agreements.
- c) The additional reactive compensation to be provided by the agency shall be indicated by CTU in the Connection Agreement for implementation.

4.10 Data and Communication Facilities

Reliable and efficient speech and data communication systems shall be provided to facilitate necessary communication and data exchange, and supervision/control of the grid by the RLDC, under normal and abnormal conditions. All agencies shall provide Systems to telemeter power system parameter such as flow, voltage and status of switches/transformer taps etc. in line with interface requirements and other guideline made available to RLDC / SLDC. The associated communication system to facilitate data flow up to RLDC/SLDC, as the case may be, shall also be established by the concerned agency as specified by CTU in connection agreement. All agencies in coordination with CTU shall provide the required facilities at their respective ends and RLDC / SLDC as specified in the connection agreement.

4.11 System Recording Instruments

Recording instruments such as Data Acquisition System/Disturbance Recorder/Event Logger/Fault Locator (including time synchronization equipment) shall be provided in the ISTS for recording of dynamic performance of the system. Agencies shall provide all the requisite recording instruments as specified in the connection agreement according to the agreed time schedule.

4.12 Responsibilities for operational safety

CTU/Transmission licensee and the Regional Constituents/agency concerned shall be responsible for safety as indicated in Site Responsibility Schedules for each connection point.

(a) Site Responsibility Schedules

- i) A Site Responsibility Schedule shall be produced by the CTU/ transmission license and agency detailing the ownership responsibilities of each, before execution of the project or connection including safety responsibilities.

For connection to the ISTS a schedule shall be prepared by CTU/transmission licensee pursuant to the relevant Connection Agreement which shall state for each item of plant and apparatus at the connection point the following:

- Ownership of the Plant/Apparatus
- Responsibility for control of the Plant/Apparatus
- Responsibility for operation of the Plant/Apparatus.
- Responsibility for maintenance of the Plant/Apparatus and
- Responsibility for all matters relating to the safety of any person

at the connection point.

- ii) The format, principles and basic procedure to be used in the preparation of Site Responsibility Schedules shall be formulated by CTU and shall be provided to each agency/regional constituents for compliance.
- iii) All agencies connected to or planning to connect to ISTS would ensure providing of RTU and other communication equipment, as specified by RLDC/SLDC, for sending real-time data to SLDC/RLDC at least before date of commercial operation of the generating stations or sub-station/line being connected to ISTS.

(b) Single Line Diagrams

- i) Single Line Diagram shall be furnished for each Connection Point by the connected agencies to RLDC. These diagrams shall include all HV connected equipment and the connections to all external circuits and incorporate numbering, nomenclature and labelling, etc. The diagram is intended to provide an

accurate record of the layout and circuit connections, rating, numbering and nomenclature of HV apparatus and related plant.

- ii) Whenever any equipment has been proposed to be changed, then concerned agency shall intimate the necessary changes to CTU and to all concerned. When the changes are implemented, changed Single Line Diagram shall be circulated by the agency to RLDC/CTU.

(c) Site Common Drawings

- i) Site Common Drawing will be prepared for each Connection Point and will include site layout, electrical layout, details of protection and common services drawings. Necessary details shall be provided by the agencies to CTU.
- ii) The detailed drawings for the portion of the agency and CTU/ transmission licensee at each Connection Point shall be prepared individually and copies shall be handed over to other party.
- iii) If any change in the drawing is found necessary, the details will be furnished to other party as soon as possible.

4.13 Procedure for Site Access, Site operational activities and Maintenance Standards

The Connection Agreement will also indicate any procedure necessary for Site access, Site operational activities and maintenance standard for equipment of the CTU/ transmission licensee at ISGS/SEB/STU/licensee premises and vice versa.

4.14 International Connections to ISTS

The procedure for international Connection to ISTS and the execution of agreement for the same shall be done by CTU in consultation with CEA and Ministry of Power (MOP).

4.15 Schedule of assets of Regional Grid

CTU shall submit annually to CERC by 30th September each year a schedule of transmission assets, which constitute the Regional Grid as on 31st March of that year indicating ownership on which RLDC has operational control and responsibility.

ANNEXURE-1
(refer section 4.5)

MODEL CONNECTION AGREEMENT
(TO BE INCLUDED LATER)

CHAPTER-5

OPERATING CODE FOR REGIONAL GRIDS

5.1 Operating Policy

- (a) The primary objective of integrated operation of the Regional grids is to enhance the overall operational economy and reliability of the entire electric power network spread over the geographical area of the interconnected States. Participant utilities shall cooperate with each other and adopt Good Utility Practice at all times for satisfactory and beneficial operation of the Regional grid.
- (b) Overall operation of the Regional grid shall be supervised from the Regional Load Despatch Centre (RLDC). The roles of RLDC and RPC shall be in accordance with the provisions made in Chapter-2 of the IEGC.
- (c) All Regional constituents shall comply with this Operating Code, for deriving maximum benefits from the integrated operation and for equitable sharing of obligations.
- (d) A set of detailed internal operating procedures for each regional grid shall be developed and maintained by the respective RLDC in consultation with the regional constituents and shall be consistent with IEGC to enable compliance with the requirement of this IEGC.
- (e) The control rooms of the RLDC, all SLDCs, power plants, substation of 132 kV and above, and any other control centres of all regional constituents shall be manned round the clock by qualified and adequately trained personnel.

5.2 System Security Aspects

- (a) All Regional constituents shall endeavor to operate their respective power systems and power stations in synchronism with each other at all times, such that the entire system within a Region operates as one synchronized system.
- (b) No part of the grid shall be deliberately isolated from the rest of the Regional grid, except (i) under an emergency, and conditions in which such isolation would prevent a total grid collapse and/or would enable early restoration of power supply, (ii) when serious damage to a costly equipment is imminent and such isolation would

- prevent it, (iii) when such isolation is specifically instructed by RLDC. Complete synchronization of grid shall be restored as soon as the conditions again permit it. The restoration process shall be supervised by RLDC, as per operating procedures separately formulated.
- (c) No important element of the Regional grid shall be deliberately opened or removed from service at any time, except when specifically instructed by RLDC or with specific and prior clearance of RLDC. The list of such important grid elements on which the above stipulations apply shall be prepared by the RLDC in consultation with the constituents, and be available at RLDC/SLDCs. In case of opening/removal of any important element of the grid under an emergency situation, the same shall be communicated to RLDC at the earliest possible time after the event.
- (d) Any tripping, whether manual or automatic, of any of the above elements of Regional grid shall be precisely intimated by the concerned State LDC/agency to RLDC as soon as possible, say within ten minutes of the event. The reason (to the extent determined) and the likely time of restoration shall also be intimated. All reasonable attempts shall be made for the elements' restoration as soon as possible.
- (e) All generating units, which are synchronized with the grid, irrespective of their ownership, type and size, shall have their governors in normal operation at all times. If any generating unit of over fifty (50) MW size (10 MW for North-Eastern Region) is required to be operated without its governor in normal operation, the RLDC shall be immediately advised about the reason and duration of such operation. All governors shall have a droop of between 3% and 6%.
- (f) Facilities available with/in load limiters, Automatic Turbine Run-up System (ATRS), Turbine supervisory control, coordinated control system, etc., shall not be used to suppress the normal governor action in any manner. No dead bands and/or time delays shall be deliberately introduced.
- (g) All Generating Units, operating at or up to 100% of their Maximum Continuous Rating (MCR) shall normally be capable of (and shall not in any way be prevented from) instantaneously picking up five per cent (5%) extra load when frequency falls due to a system contingency. The generating units operating at above 100% of their MCR shall be capable of (and shall not be prevented from) going at least up to 105% of their MCR when frequency falls suddenly. After an increase in generation as above, a generating unit may ramp back to the original level at a rate of about one percent (1%) per minute, in case continued operation at the increased level is not sustainable. Any generating unit of over fifty (50) MW size (10 MW for NER) not complying with the above requirements, shall be kept in operation (synchronized with the Regional grid) only after obtaining the permission of RLDC. However, a constituent can make up the corresponding short fall in spinning reserve by

maintaining an extra spinning reserve on the other generating units of the constituent.

- (h) The recommended rate for changing the governor setting, i.e., supplementary control for increasing or decreasing the output (generation level) for all generating units, irrespective of their type and size, would be one (1.0) per cent per minute or as per manufacturer's limits. However, if frequency falls below 49.5 Hz, all partly loaded generating units shall pick up additional load at a faster rate, according to their capability.
- (i) Except under an emergency, or to prevent an imminent damage to a costly equipment, no constituent shall suddenly reduce his generating unit output by more than one hundred (100) MW (20 MW in case of North-Eastern region) without prior intimation to and consent of the RLDC, particularly when frequency is falling or is below 49.0Hz. Similarly, no constituent shall cause a sudden increase in its load by more than one hundred (100 MW) (20 MW in case of North-Eastern region) without prior intimation to and consent of the RLDC.
- (j) All generating units shall normally have their automatic voltage regulators (AVRs) in operation, with appropriate settings. In particular, if a generating unit of over fifty (50) MW (10 MW in case of North-Eastern region) size is required to be operated without its AVR in service, the RLDC shall be immediately intimated about the reason and duration, and its permission obtained. Power System Stabilizers (PSS) in AVRs of generating units (wherever provided), shall be got properly tuned by the respective generating unit owner as per a plan prepared for the purpose by the CTU from time to time. CTU will be allowed to carry out checking of PSS and further tuning it, wherever considered necessary.
- (k) Provision of protections and relay settings shall be coordinated periodically throughout the Regional grid, as per a plan to be separately finalized by the Protection Committee of the RPC.
- (l) All Regional constituents shall make all possible efforts to ensure that the grid frequency always remains within the 49.0 – 50.5 Hz band, the frequency range within which steam turbines conforming to the IEC specifications can safely operate continuously.
- (m) All Regional constituents shall provide automatic under-frequency and df/dt load shedding in their respective systems, to arrest frequency decline that could result in a collapse/disintegration of the grid, as per the plan separately finalized by the concerned RPC forum, and shall ensure its effective application to prevent cascade tripping of generating units in case of any contingency. All Regional constituents shall ensure that the above under-frequency and df/dt

load shedding/islanding schemes are always functional. However, in case of extreme contingencies, these relays may be temporarily kept out of service with prior consent of RLDC. RLDC shall inform RPC Secretariat about instances when the desired load relief is not obtained through these relays in real time operation.

RPC Secretariat shall carry out periodic inspection of the under frequency relays and maintain proper records of the inspection.

- (n) All regional constituents shall also facilitate identification, installation and commissioning of System Protection Schemes (including inter-tripping and run-back) in the power system to protect against situations such as voltage collapse and cascading. Such schemes would be finalized by the concerned RPC forum, and shall be kept in service. RLDC shall be promptly informed in case any of these are taken out of service.
- (o) Procedures shall be developed to recover from partial/total collapse of the grid and periodically updated in accordance with the requirements given under section 5.8. These procedures shall be followed by all the Regional constituents to ensure consistent, reliable and quick restoration.
- (p) Each Regional constituent shall provide adequate and reliable communication facility internally and with other constituents/RLDC to ensure exchange of data/information necessary to maintain reliability and security of the grid. Wherever possible, redundancy and alternate path shall be maintained for communication along important routes, e.g., SLDC to RLDC.
- (q) The Regional constituents shall send information/data including disturbance recorder/sequential event recorder output etc., to RLDC for purpose of analysis of any grid disturbance/event. No Regional constituent shall block any data/information required by the RLDC for maintaining reliability and security of the grid and for analysis of an event.
- (r) All regional constituents shall make all possible efforts to ensure that the grid voltage always remains within the following operating range.

VOLTAGE – (KV rms)

Nominal	Maximum	Minimum
400	420	360
220	245	200
132	145	120

5.3 Demand Estimation for Operational Purposes

5.3.1 Introduction

- (a) This section describes the procedures/responsibilities of the SLDCs for demand estimation for both Active Power and Reactive Power.
- (b) The demand estimation is to be done on daily/weekly/monthly basis for current year.
- (c) Each SLDC shall carry out its own demand estimation from the historical data and weather forecast data from time to time.
- (d) While the demand estimation for operational purposes is to be done on a daily/weekly/monthly basis initially, mechanisms and facilities at SLDCs shall be created at the earliest to facilitate on-line estimation for daily operational use.

5.3.2 Objective

- (a) The objective of this procedure is to enable the SLDCs to estimate their demand over a particular period.
- (b) The demand estimates are to enable the SLDC to conduct system studies for operational planning purposes.

5.3.3 Procedure

Each State/SLDC shall develop methodologies/mechanisms for daily/weekly/monthly/yearly demand estimation (MW, MVar and MWh) for operational purposes. The data for the estimation shall also include load shedding, power cuts, etc. SLDCs shall also maintain historical database for demand estimation.

5.4 Demand Management

5.4.1 Introduction

This section is concerned with the provisions to be made by SLDCs to effect a reduction of demand in the event of insufficient generating capacity, and transfers from external interconnections being not available to meet demand, or in the event of breakdown or operating problems (such as frequency, voltage levels or thermal overloads) on any part of the grid.

5.4.2 Manual Demand Disconnection

- (a) As mentioned elsewhere, the constituents shall endeavour to restrict their net drawal from the grid to within their respective drawal schedules whenever the system frequency is below 49.5 Hz. When the frequency falls below 49.0 Hz, requisite load shedding (manual) shall be carried out in the concerned State to curtail the over-drawal.
- (b) Further, in case of certain contingencies and/or threat to system security, the RLDC may direct an SLDC to decrease its drawal by a certain quantum. Such directions shall immediately be acted upon.
- (c) Each Regional constituent shall make arrangements that will enable manual demand disconnection to take place, as instructed by the RLDC/SLDC, under normal and/or contingent conditions.
- (d) The measures taken to reduce the constituents' drawal from the grid shall not be withdrawn as long as the frequency/voltage remains at a low level, unless specifically permitted by the RLDC.

5.5 Periodic Reports

5.5.1 A weekly report shall be issued by RLDC to all constituents of the Region and RPC Secretariat and shall cover the performance of the Regional grid for the previous week. Such weekly report shall also be available on the website of the RLDC concerned for at least 12 weeks.

The weekly report shall contain the following:-

- (a) Frequency profile
- (b) Voltage profile of selected substations
- (c) Major Generation and Transmission Outages
- (d) Transmission Constraints
- (e) Instances of persistent/significant non-compliance of IEGC.

5.5.2 Other Reports

- (a) The RLDC shall prepare a quarterly report which shall bring out the system constraints, reasons for not meeting the requirements, if any, of security standards and quality of service, along with details of various actions taken by different agencies, and the agencies responsible for causing the constraints.
- (b) The RLDC shall also provide information/report which can be called for by RPC in the interest of smooth operation of ISTS.

5.6 Operational Liaison

5.6.1 Introduction

- (a) This section sets out the requirements for the exchange of information in relation to Operations and/or Events on the total grid system which have had or will have an effect on:

1. The Regional grid
2. The ISTS in the Region
3. The system of a Regional constituent

The above generally relates to notifying of what is expected to happen or what has happened and not the reasons why.

- (b) The Operational liaison function is a mandatory built-in hierarchical function of the RLDC and Regional constituents, to facilitate quick transfer of information to operational staff. It will correlate the required inputs for optimization of decision making and actions.

5.6.2 Procedure for Operational Liaison

- (a) Operations and events on the Regional grid

- Before any Operation is carried out on Regional grid, the RLDC will inform each Regional constituent, whose system may, or will, experience an operational effect, and give details of the operation to be carried out.
- Immediately following an event on Regional grid, the RLDC will inform each Regional Constituent, whose system may, or will, experience an operational effect following the event, and give details of what has happened in the event but not the reasons why.

- (b) Operations and events on a Constituent's system.

- Before any operation is carried out on a constituent's system, the constituent will inform the RLDC, in case the Regional grid may, or will, experience an Operational effect, and give details of the operation to be carried out.
- Immediately following an event on a constituent's system, the constituent will inform the RLDC, in case the Regional grid may, or will, experience an operational effect following the event, and give details of what has happened in the event but not the reasons why.

5.7 Outage Planning

5.7.1 Introduction

- a) This section sets out the procedure for preparation of outage schedules for the elements of the Regional grid in a coordinated and optimal manner keeping in view the Regional system operating conditions and the balance of generation and demand. (List of elements of grid covered under these stipulations shall be prepared and be available with RLDC and SLDCs).
- b) The generation output and transmission system should be adequate after taking into account the outages to achieve the security standards.
- c) Annual outage plan shall be prepared in advance for the financial year by the RPC Secretariat and reviewed during the year on quarterly and Monthly basis.

5.7.2 Objective

- a) To produce a coordinated generation outage programme for the Regional grid, considering all the available resources and taking into account transmission constraints, as well as, irrigational requirements.
- b) To minimise surplus or deficits, if any, in the system requirement of power and energy and help operate system within Security Standards.
- c) To optimize the transmission outages of the elements of the Regional grid without adversely affecting the grid operation but taking into account the Generation Outage Schedule, outages of SEB/STU systems and maintaining system security standards.

5.7.3 Scope

This section is applicable to all Regional constituents including RLDC, SLDCs, SEBs/STUs, ISGS and CTU.

5.7.4 Outage Planning Process

- a) The RPC Secretariat shall be responsible for analyzing the outage schedule given by all Regional Constituents, preparing a draft annual outage schedule and finalization of the annual outage plan for the following financial year by 31st January of each year.
- b) All SEBs/STUs, CTU, ISGS shall provide RPC Secretariat their proposed outage programmes in writing for the next financial year by 30th November of each year. These shall contain identification of each generating

unit/line/ICT, the preferred date for each outage and its duration and where there is flexibility, the earliest start date and latest finishing date.

- c) RPC Secretariat shall then come out with a draft outage programme for the next financial year by 31st December of each year for the Regional grid taking into account the available resources in an optimal manner and to maintain security standards. This will be done after carrying out necessary system studies and, if necessary, the outage programmes shall be rescheduled. Adequate balance between generation and load requirement shall be ensured while finalising outage programmes.
- d) The final outage plan shall be intimated to all Regional constituents and the RLDC for implementation latest by 31st January of each year as mutually decided in RPC forum.
- e) The above annual outage plan shall be reviewed by RPC Secretariat on quarterly and monthly basis in coordination with all parties concerned, and adjustments made wherever found to be necessary.
- f) In case of emergency in the system, viz., loss of generation, break down of transmission line affecting the system, grid disturbances, system isolation, RLDC may conduct studies again before clearance of the planned outage.
- g) RLDC is authorized to defer the planned outage in case of any of the following, taking into account the statutory requirements:
 - i. Major grid disturbances (Total black out in Region)
 - ii. System isolation
 - iii. Black out in a constituent State
 - iv. Any other event in the system that may have an adverse impact on the system security by the proposed outage.
- h) The detailed generation and transmission outage programmes shall be based on the latest annual outage plan (with all adjustments made to date).
- i) Each Regional constituent shall obtain the final approval from RLDC prior to availing an outage.

5.8 Recovery Procedures

- a) Detailed plans and procedures for restoration of the regional grid under partial/total blackout shall be developed by RLDC in consultation with all Regional constituents/RPC Secretariat and shall be reviewed / updated annually.
- b) Detailed plans and procedures for restoration after partial/total blackout of each Constituents' system within a Region, will be finalized by the

concerned constituent in coordination with the RLDC. The procedure will be reviewed, confirmed and/or revised once every subsequent year. Mock trial runs of the procedure for different sub-systems shall be carried out by the constituents at least once every six months under intimation to the RLDC.

- c) List of generating stations with black start facility, inter-State/inter regional ties, synchronizing points and essential loads to be restored on priority, shall be prepared and be available with RLDCs.
- d) The RLDC is authorized during the restoration process following a black out, to operate with reduced security standards for voltage and frequency as necessary in order to achieve the fastest possible recovery of the grid.
- e) All communication channels required for restoration process shall be used for operational communication only, till grid normalcy is restored.

5.9 Event Information

5.9.1 Introduction

This session deals with reporting procedures in writing of reportable events in the system to all Regional constituents, RPC Secretariat and RLDC/SLDC.

5.9.2 Objective

The objective of this section is to define the incidents to be reported, the reporting route to be followed and information to be supplied to ensure consistent approach to the reporting of incidents/events.

5.9.3 Scope

This section covers all Regional constituents, RPC Secretariat, RLDCs and SLDCs.

5.9.4 Responsibility

- a) The RLDC/SLDCs shall be responsible for reporting events to the Regional constituents/RLDC/RPC Secretariat.
- b) All Regional constituents and the SLDCs shall be responsible for collection and reporting of all necessary data to RLDC and RPC Secretariat for monitoring, reporting and event analysis.

5.9.5 Reportable Events

Any of the following events require reporting by RLDC/Regional constituent:

- i) Violation of security standards.
- ii) Grid indiscipline.
- iii) Non-compliance of RLDC's instructions.
- iv) System islanding/system split
- v) Regional black out/partial system black out
- vi) Protection failure on any element of ISTS, and on any item on the "agreed list" of the intra-State systems.
- vii) Power system instability
- viii) Tripping of any element of the Regional grid.

5.9.6 Reporting Procedure

- (a) Written reporting of Events by Regional Constituents to RLDC:
In the case of an event which was initially reported by a Regional constituent or a SLDC to RLDC orally, the constituent/SLDC will give a written report to RLDC in accordance with this section.
- (b) Written Reporting of Events by RLDC to Regional Constituents.
In the case of an event which was initially reported by RLDC to a constituent/SLDC orally, the RLDC will give a written weekly report to the constituent/SLDC in accordance with this section.
- (c) Form of Written Reports:

A written report shall be sent to RLDC or a Regional constituent/SLDC, as the case may be, and will confirm the oral notification together with the following details of the event:

- i) Time and date of event
- ii) Location
- iii) Plant and/or Equipment directly involved
- iv) Description and cause of event
- v) Antecedent conditions
- vi) Demand and/or Generation (in MW) interrupted and duration of interruption
- vii) All Relevant system data including copies of records of all recording instruments including Disturbance Recorder, Event Logger, DAS etc.
- viii) Sequence of trippings with time.
- ix) Details of Relay Flags.
- x) Remedial measures.

CHAPTER-6

SCHEDULING AND DISPATCH CODE

6.1 Introduction

This Chapter sets out the

- a) Demarcation of responsibilities between various Regional constituents and RLDC in scheduling and dispatch
- b) the procedure for scheduling and dispatch
- c) the reactive power and voltage control mechanism
- d) complementary commercial mechanisms (in the Annexure– 1).

6.2 Objective

This code deals with the procedures to be adopted for scheduling of the inter-State generating stations (ISGS) and net drawals of concerned constituents on a daily basis with the modality of the flow of information between the ISGS/RLDCs/beneficiaries of the Region. The procedure for submission of capability declaration by each ISGS and submission of drawal schedule by each beneficiary is intended to enable RLDCs to prepare the dispatch schedule for each ISGS and drawal schedule for each beneficiary. It also provides methodology of issuing real time dispatch/drawal instructions and rescheduling, if required, to ISGS and beneficiaries along with the commercial arrangement for the deviations from schedules, as well as, mechanism for reactive power pricing. The provisions contained in this chapter are without prejudice to the powers conferred on RLDC under section 28 and 29 of the Electricity Act, 2003.

6.3 Scope

This code will be applicable to RLDC/SLDCs, ISGS, SEBs/STUs and other beneficiaries in the Regional grid.

The scheduling and dispatch procedure for the generating stations of Bhakra Beas Management Board (BBMB) shall be separately formulated by the Northern Regional Load Dispatch Centre (NRLDC) in consultation with BBMB.

Similarly, the scheduling and dispatch procedure for the generating stations of Sardar Sarover Project (SSP) shall be separately formulated by the Western Regional Load Dispatch Centre (WRLDC) in consultation with Sardar Sarover Narmada Nigam Ltd (SSNNL) /Narmada Control Authority (NCA).

6.4 Demarcation of responsibilities

1. The Regional grids shall be operated as loose power pools (with decentralized scheduling and dispatch), in which the States shall have full operational autonomy, and SLDCs shall have the total responsibility for (i) scheduling/dispatching their own generation (including generation of their embedded licensees), (ii) regulating the demand of their customers, (iii) scheduling their drawal from the ISGS (within their share in the respective plant's expected capability), (iv) arranging any bilateral interchanges, and (v) regulating their net drawal from the regional grid as per following guidelines.
2. The system of each State shall be treated and operated as a notional control area. The algebraic summation of scheduled drawal from ISGS and any bilateral inter-change shall provide the drawal schedule of each State, and this shall be determined in advance on daily basis. While the States would generally be expected to regulate their generation and/or consumers' load so as to maintain their actual drawal from the regional grid close to the above schedule, a tight control is not mandated. The States may, at their discretion, deviate from the drawal schedule, as long as such deviations do not cause system parameters to deteriorate beyond permissible limits and/or do not lead to unacceptable line loading.
3. The above flexibility has been proposed in view of the fact that all States do not have all requisite facilities for minute-to-minute on-line regulation of the actual net drawal from the regional grid. Deviations from net drawal schedule are however, to be appropriately priced through the Unscheduled Interchange (UI) mechanism.
4. Provided that the States, through their SLDCs, shall always endeavour to restrict their net drawal from the grid to within their respective drawal schedules, whenever the system frequency is below 49.5 Hz. When the frequency falls below 49.0 Hz, requisite load shedding shall be carried out in the concerned State(s) to curtail the over-drawal.
5. The SLDCs/STUs shall regularly carry out the necessary exercises regarding short-term and long-term demand estimation for their respective States, to enable them to plan in advance as to how they would meet their consumers' load without overdrawing from the grid.
6. The ISGS shall be responsible for power generation generally according to the daily schedules advised to them by the RLDC on the

basis of the requisitions received from the SLDCs, and for proper operation and maintenance of their generating stations, such that these stations achieve the best possible long-term availability and economy.

7. While the ISGS would normally be expected to generate power according to the daily schedules advised to them, it would not be mandatory to follow the schedules tightly. In line with the flexibility allowed to the States, the ISGS may also deviate from the given schedules depending on the plant and system conditions. In particular, they would be allowed / encouraged to generate beyond the given schedule under deficit conditions. Deviations from the ex-power plant generation schedules shall, however, be appropriately priced through the UI mechanism.

8. Provided that when the frequency is higher than 50.5 Hz, the actual net injection shall not exceed the scheduled dispatch for that time. Also, while the frequency is above 50.5 Hz, the ISGS may (at their discretion) back down without waiting for an advice from RLDC to restrict the frequency rise. When the frequency falls below 49.5 Hz, the generation at all ISGS (except those on peaking duty) shall be maximized, at least upto the level which can be sustained, without waiting for an advise from RLDC.

9. However, notwithstanding the above, the RLDC may direct the SLDCs/ISGS to increase/decrease their drawal/generation in case of contingencies e.g. overloading of lines/transformers, abnormal voltages, threat to system security. Such directions shall immediately be acted upon. In case the situation does not call for very urgent action, and RLDC has some time for analysis, it shall be checked whether the situation has arisen due to deviations from schedules, or due to any power flows pursuant to short-term open access. These shall be got terminated first, in the above sequence, before an action which would affect the scheduled supplies from ISGS to the long term customers is initiated.

10. For all outages of generation and transmission system, which may have an effect on the regional grid, all constituents shall cooperate with each other and coordinate their actions through Operational Coordination Committee (OCC) for outages foreseen sufficiently in advance and through RLDC (in all other cases), as per procedures finalized separately by OCC. In particular, outages requiring restriction of ISGS generation and/or restriction of ISGS share which a beneficiary can receive (and which may have a commercial implication) shall be planned carefully to achieve the best optimization.

11. The regional constituents shall enter into separate joint/bilateral agreement(s) to identify the State's shares in ISGS projects (based on the

allocations by the Govt. of India, where applicable), scheduled drawal pattern, tariffs, payment terms etc. All such agreements shall be filed with the concerned RLDC(s) and RPC Secretariat, for being considered in scheduling and regional energy accounting. Any bilateral agreements between constituents for scheduled interchanges on long-term/short-term basis shall also specify the interchange schedule, which shall be duly filed in advance with the RLDC.

12. All constituents should abide by the concept of frequency-linked load dispatch and pricing of deviations from schedule, i.e., unscheduled interchanges. All generating units of the constituents, their licensees and generating companies should normally be operated according to the standing frequency-linked load dispatch guidelines issued by the RLDC, to the extent possible, unless otherwise advised by the RLDC/SLDC.

13. It shall be incumbent upon the ISGS to declare the plant capabilities faithfully, i.e., according to their best assessment. In case, it is suspected that they have deliberately over/under declared the plant capability contemplating to deviate from the schedules given on the basis of their capability declarations (and thus make money either as undue capacity charge or as the charge for deviations from schedule), the RLDC may ask the ISGS to explain the situation with necessary backup data.

14. The CTU shall install special energy meters on all inter connections between the regional constituents and other identified points for recording of actual net MWh interchanges and MVarh drawals. The type of meters to be installed, metering scheme, metering capability, testing and calibration requirements and the scheme for collection and dissemination of metered data are detailed in the enclosed Annexure-2. All concerned entities (in whose premises the special energy meters are installed) shall fully cooperate with the CTU/RLDC and extend the necessary assistance by taking weekly meter readings and transmitting them to the RLDC.

15. The RLDC shall be responsible for computation of actual net MWh injection of each ISGS and actual net drawal of each beneficiary, 15 minute-wise, based on the above meter readings and for preparation of the Regional Energy Accounts. All computations carried out by RLDC shall be open to all constituents for checking/verifications for a period of 15 days. In case any mistake/omission is detected, the RLDC shall forthwith make a complete check and rectify the same.

16. RLDC shall periodically review the actual deviation from the dispatch and net drawal schedules being issued, to check whether any of the constituents are indulging in unfair gaming or collusion. In case any

such practice is detected, the matter shall be reported to the Member Secretary, RPC for further investigation/action.

17. In case the State in which an ISGS is located has a predominant share in that ISGS, the concerned parties may mutually agree (for operational convenience) to assign the responsibility of scheduling of the ISGS to the state's LDC. The role of the concerned RLDC, in such a case, shall be limited to consideration of the schedule for inter-state exchange of power on account of this ISGS while determining the net drawal schedules of the respective states.

6.5 Scheduling and Dispatch procedure (to be read with provisions on 'scheduling' in CERC Notification dated 26.03.2004):

1. All inter-State generating stations (ISGS), in whose output more than one State has an allocated/contracted share, shall be duly listed. The station capacities and allocated/contracted shares of different beneficiaries shall also be listed out.

2. Each State shall be entitled to a MW dispatch upto (foreseen ex-power plant MW capability for the day) x (State's share in the station's capacity) for all such stations. In case of hydro-electric stations, there would also be a limit on daily MWh dispatch, equal to (MWh generation capacity for the day) x (State's share in the station's capacity).

3. By 9 AM every day, the ISGS shall advise the concerned RLDC, the station-wise ex-power plant MW and MWh capabilities foreseen for the next day, i.e., from 0000 hrs to 2400 hrs of the following day.

4. The above information of the foreseen capabilities of the ISGS and the corresponding MW and MWh entitlements of each State, shall be compiled by the RLDC every day for the next day, and advised to all beneficiaries by 10 AM. The SLDCs shall review it vis-à-vis their foreseen load pattern and their own generating capability including bilateral exchanges, if any, and advise the RLDC by 3 PM their drawal schedule for each of the ISGS in which they have shares, long-term bilateral interchanges, approved short-term bilateral interchanges and composite request for day-ahead open access and scheduling of bilateral interchanges.

5. The SLDCs may also give standing instructions to the RLDC such that the RLDC itself may decide the drawal schedules for the States.

6. By 5 PM each day, the RLDC shall convey:
 - i) the ex-power plant "dispatch schedule" to each of the ISGS, in MW for different hours, for the next day. The summation of the ex-power plant drawal schedules advised by all beneficiaries shall constitute the ex-power plant station-wise dispatch schedule.
 - ii) The "net drawal schedule" to each beneficiary, in MW for different hours, for the next day. The summation of the station-wise ex-power plant drawal schedules for all ISGS and drawal from regional grid consequent to bilateral interchanges, after deducting the transmission losses (estimated), shall constitute the State-wise drawal schedule.
7. While finalizing the above daily dispatch schedules for the ISGS, RLDC shall ensure that the same are operationally reasonable, particularly in terms of ramping-up/ramping-down rates and the ratio between minimum and maximum generation levels. A ramping rate of upto 200 MW per hour should generally be acceptable for an ISGS and for a regional constituent (50 MW in NER), except for hydro-electric generating stations which may be able to ramp up/ramp down at a faster rate.
8. The SLDCs/ISGS may inform any modifications/changes to be made in station-wise drawal schedule & bilateral interchanges /foreseen capabilities, if any, to RLDC by 10 PM.
9. Upon receipt of such information, the RLDC after consulting the concerned constituents, shall issue the final 'drawal schedule' to each SLDC and the final 'dispatch schedule' to each ISGS by 11 PM.
10. Also, based on the surpluses foreseen for the next day, if any, the constituents may arrange for bilateral exchanges. The schedules for such arrangements shall be intimated latest by 10 PM to RLDC, who in turn will take into account these agreed exchanges while issuing the final dispatch/drawal schedules at 11 PM provided they would not lead to a transmission constraint.
11. While finalizing the drawal and dispatch schedules as above, the RLDC shall also check that the resulting power flows do not give rise to any transmission constraints. In case any constraints are foreseen, the RLDC shall moderate the schedules to the required extent, under intimation to the concerned constituents. Any changes in the scheduled

quantum of power which are too fast or involve unacceptably large steps, may be converted into suitable ramps by the RLDC.

12. In case of forced outage of a unit, the RLDC shall revise the schedules on the basis of revised declared capability. The revised declared capability and the revised schedules shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the revision is advised by the ISGS to be the first one.

13. In the event of bottleneck in evacuation of power due to any constraint, outage, failure or limitation in the transmission system, associated switchyard and sub-stations owned by the Central Transmission Utility or any other transmission licensee involved in inter-state transmission (as certified by the RLDC) necessitating reduction in generation, the RLDC shall revise the schedules which shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the bottleneck in evacuation of power has taken place to be the first one. Also, during the first, second and third time blocks of such an event, the scheduled generation of the ISGS shall be deemed to have been revised to be equal to actual generation, and the scheduled drawals of the beneficiaries shall be deemed to have been revised to be equal to their actual drawals.

14. In case of any grid disturbance, scheduled generation of all the ISGS and scheduled drawal of all the beneficiaries shall be deemed to have been revised to be equal to their actual generation/drawal for all the time blocks affected by the grid disturbance. Certification of grid disturbance and its duration shall be done by the RLDC.

15. Revision of declared capability by the ISGS(s) and requisition by beneficiary(ies) for the remaining period of the day shall also be permitted with advance notice. Revised schedules/declared capability in such cases shall become effective from the 6th time block, counting the time block in which the request for revision has been received in the RLDC to be the first one.

16. If, at any point of time, the RLDC observes that there is need for revision of the schedules in the interest of better system operation, it may do so on its own, and in such cases, the revised schedules shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the revised schedule is issued by the RLDC to be the first one.

17. To discourage frivolous revisions, an RLDC may, at its sole discretion, refuse to accept schedule/capability changes of less than two (2) percent of the previous schedule/capability.

18. After the operating day is over at 2400 hours, the schedule finally implemented during the day (taking into account all before-the-fact changes in dispatch schedule of generating stations and drawal schedule of the States) shall be issued by RLDC. These schedules shall be the datum for commercial accounting. The average ex-bus capability for each ISGS shall also be worked out based on all before-the-fact advise to RLDC.

19. RLDC shall properly document all above information i.e. station-wise foreseen ex-power plant capabilities advised by the generating stations, the drawal schedules advised by beneficiaries, all schedules issued by the RLDC, and all revisions/updating of the above.

20. The procedure for scheduling and the final schedules issued by RLDC, shall be open to all constituents for any checking/verification, for a period of 5 days. In case any mistake/omission is detected, the RLDC shall forthwith make a complete check and rectify the same.

21. While availability declaration by ISGS may have a resolution of one (1) MW and one (1) MWh, all entitlements, requisitions and schedules shall be rounded off to the nearest decimal, to have a resolution of 0.1 MW.

6.6 Reactive Power and Voltage Control

1. Reactive power compensation should ideally be provided locally, by generating reactive power as close to the reactive power consumption as possible. The beneficiaries are therefore expected to provide local VAR compensation/generation such that they do not draw VARs from the EHV grid, particularly under low-voltage condition. However, considering the present limitations, this is not being insisted upon. Instead, to discourage VAR drawals by Beneficiaries, VAR exchanges with ISTS shall be priced as follows:

- The Beneficiary pays for VAR drawal when voltage at the metering point is below 97%
- The Beneficiary gets paid for VAR return when voltage is below 97%
- The Beneficiary gets paid for VAR drawal when voltage is above 103%

The Beneficiary pays for VAr return when voltage is above 103%

Provided that there shall be no charge/payment for VAr drawal/return by a Beneficiary on its own line emanating directly from an ISGS.

2. The charge/payment for VAr, shall be at a nominal paise/kVArh rate as may be specified by CERC from time to time, and will be between the Beneficiary and the regional pool account for VAr interchanges.

3. Notwithstanding the above, RLDC may direct a beneficiary to curtail its VAr drawal/injection in case the security of grid or safety of any equipment is endangered.

4. In general, the Beneficiaries shall endeavour to minimize the VAr drawal at an interchange point when the voltage at that point is below 95% of rated, and shall not return VAr when the voltage is above 105%. ICT taps at the respective drawal points may be changed to control the VAr interchange as per a Beneficiary's request to the RLDC, but only at reasonable intervals.

5. Switching in/out of all 400 kV bus and line Reactors throughout the grid shall be carried out as per instructions of RLDC. Tap changing on all 400/220 kV ICTs shall also be done as per RLDCs instructions only.

6. The ISGS shall generate/absorb reactive power as per instructions of RLDC, within capability limits of the respective generating units, that is without sacrificing on the active generation required at that time. No payments shall be made to the generating companies for such VAr generation/absorption.

7. VAr exchange directly between two Beneficiaries on the interconnecting lines owned by them (singly or jointly) generally address or cause a local voltage problem, and generally do not have an impact on the voltage profile of the regional grid. Accordingly, the management/control and commercial handling of the VAr exchanges on such lines shall be as per following provisions, on case-by-case basis:

- i) The two concerned Beneficiaries may mutually agree not to have any charge/payment for VAr exchanges between them on an interconnecting line.

- iii) The two concerned Beneficiaries may mutually agree to adopt a payment rate/scheme for VAr exchanges between them identical to or at variance from that specified by CERC for VAr exchanges with ISTS. If the agreed scheme requires any additional metering, the same shall be arranged by the concerned Beneficiaries.
- iv) In case of a disagreement between the concerned Beneficiaries (e.g. one party wanting to have the charge/payment for VAr exchanges, and the other party refusing to have the scheme), the scheme as specified in Annexure-3 shall be applied. The per kVARh rate shall be as specified by CERC for VAr exchanges with ISTS.
- iv) The computation and payments for such VAr exchanges shall be effected as mutually agreed between the two Beneficiaries.

Annexure-1**(refer section 6.1 (d))****COMPLEMENTARY COMMERCIAL MECHANISMS**

1. The beneficiaries shall pay to the respective ISGS Capacity charges corresponding to plant availability and Energy charges for the scheduled dispatch, as per the relevant notifications and orders of CERC. The bills for these charges shall be issued by the respective ISGS to each beneficiary on monthly basis.

2. The sum of the above two charges from all beneficiaries shall fully reimburse the ISGS for generation according to the given dispatch schedule. In case of a deviation from the dispatch schedule, the concerned ISGS shall be additionally paid for excess generation through the UI mechanism approved by CERC. In case of actual generation being below the given dispatch schedule, the concerned ISGS shall pay back through the UI mechanism for the shortfall in generation.

3. The summation of station-wise ex-power plant dispatch schedules from each ISGS and any bilaterally agreed interchanges of each beneficiary shall be adjusted for transmission losses, and the net drawal schedule so calculated shall be compared with the actual net drawal of the beneficiary. In case of excess drawal, the beneficiary shall be required to pay through the UI mechanism for the excess energy. In case of under-drawal, the beneficiary shall be paid back through the UI mechanism, for the energy not drawn.

4. When requested by a constituent, RLDC shall assist the constituent in locating a buyer/seller and arranging a scheduled interchange within the Region or across the regional boundary. The RLDC shall act only as a facilitator (not a trader / broker), and shall assume no liabilities under the agreement between the two parties, except (i) ascertaining that no component of the power system of any other constituent shall be overstressed by such interchange/trade, and (ii) incorporating the agreed interchange/trade in the net interchange schedules for the concerned constituents.

5. Regional Energy Accounts and the statement of UI charges shall be prepared by the RLDC on a weekly basis and these shall be issued to all constituents by Saturday for the seven-day period ending on the previous Sunday mid-night. Payment of UI charges shall have a high priority and the concerned constituents shall pay the indicated amounts within 10 (ten) days of the statement issue into a regional UI pool account operated by the RLDC. The agencies who have to receive the money on account of UI

charges would then be paid out from the regional UI pool account, within three (3) working days.

6. The RLDC shall also issue the weekly statement for VAr charges, to all constituents who have a net drawal/injection of reactive energy under low/high voltage conditions. These payment shall also have a high priority and the concerned constituents shall pay the indicated amounts into regional reactive account operated by the RLDC within 10 (ten) days of statement issue. The constituents who have to receive the money on account of VAr charges would then be paid out from the regional reactive account, within three (3) working days.

7. If payments against the above UI and VAr charges are delayed by more than two days, i.e., beyond twelve (12) days from statement issue, the defaulting constituent shall have to pay simple interest @ 0.04% for each day of delay. The interest so collected shall be paid to the constituents who had to receive the amount, payment of which got delayed. Persistent payment defaults, if any, shall be reported by the RLDC to the Member Secretary, RPC, for initiating remedial action.

8. The money remaining in the regional reactive account after pay-out of all VAr charges upto 31st March of every year shall be utilized for training of the SLDC operators, and other similar purposes which would help in improving/streamlining the operation of the respective regional grids, as decided by the respective RPC from time to time.

9. In case the voltage profile of a regional grid improves to an extent that the total pay-out from the regional VAr charges account for a week exceeds the total amount being paid-in for that week, and if the regional reactive account has no balance to meet the deficit, the pay-outs shall be proportionately reduced according to the total money available in the above account.

10. The RLDC shall table the complete statement of the regional UI account and the regional Reactive Energy account in the RPC's Commercial Committee meeting, on a quarterly basis, for audit by the latter.

11. All 15-minute energy figures (net scheduled, actually metered and UI) shall be rounded off to the nearest 0.01 MWh.

Annexure-2**REGULATORY REQUIREMENTS OF SPECIAL ENERGY METERS**

1. Special energy meters of a uniform technical specification shall be provided on the electrical periphery of each regional constituent, to determine its actual net interchange with the regional grid. Each interconnection shall have one (1) Main meter. In addition, Standby/check meters shall be provided such that correct computation of net interchange of a constituent is possible even when a Main meter, a CT or a VT has a problem.
2. The Special energy meters shall be static type, composite meters, installed circuit-wise, as self-contained devices for measurement of active and reactive energy, and certain other parameters as described in the following paragraphs. The meters shall be suitable for being connected directly to voltage transformers (VTs) having a rated secondary line-to-line voltage of 110 V, and to current transformers (CTs) having a rated secondary current of 1A (model-A) or 5A (model-B). The reference frequency shall be 50 Hz.
3. The meters shall have a non-volatile memory in which the following shall be automatically stored:
 - i) Average frequency for each successive 15-minute block, as a two digit code (00 to 99 for frequency from 49.0 to 51.0 Hz).
 - ii) Net Wh transmittal during each successive 15-minute block, upto second decimal, with plus/minus sign.
 - iii) Cumulative Wh transmittal at each midnight, in six digits including one decimal.
 - iv) Cumulative VARh transmittal for voltage high condition, at each midnight, in six digits including one decimal.
 - v) Cumulative VARh transmittal for voltage low condition, at each midnight, in six digits including one decimal.
 - vi) Date and time blocks of failure of VT supply on any phase, as a star (*) mark.
4. The meters shall store all the above listed data in their memories for a period of ten (10) days. The data older than (10) days shall get erased automatically. Each meter shall have an optical port on its front for tapping all data stored in its memory using a hand held data collection device.

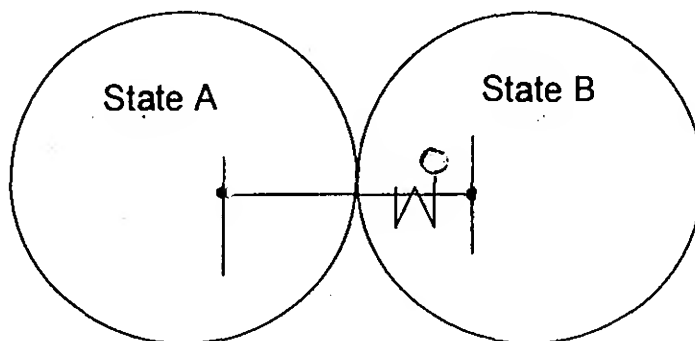
5. The active energy (Wh) measurement shall be carried out on 3-phase, 4-wire principle, with an accuracy as per class 0.2 S of IEC-687/IEC-62053-22. In model-A, the energy shall be computed directly in CT and VT secondary quantities, and indicated in watt-hours. In model-B, the energy display and recording shall be one fifth of the Wh computed in CT and VT secondary quantities.
6. The VAR and reactive energy measurement shall also be on 3-phase, 4-wire principle, with an accuracy as per class 2 of IEC-62053-23 or better. In model-A, the VAR and VARh computation shall be directly in CT and VT secondary quantities. In model-B, these shall be displayed and recorded as one-fifth of those in CT and VT secondary quantities. There shall be two reactive energy registers, one for the period when average RMS voltage is above 103% and the other for the period the voltage is below 97%.
7. The 15-minute Wh shall have a +ve sign when there is a net Wh export from substation busbars, and a -ve sign when there is a net Wh import. The integrating (cumulative) registers for Wh and VARh shall move forward when there is Wh/VARh export from substation busbars, and backward when there is an import.
8. The meters shall also display (on demand), by turn, the following parameters:
 - i) Unique identification number of the meter
 - ii) Date
 - iii) Time
 - iv) Cumulative Wh register reading
 - v) Average frequency of the previous 15-minute block
 - vi) Net Wh transmittal in the previous 15-minute block, with +/- sign
 - vii) Average percentage voltage
 - viii) Reactive power, with +/- sign
 - ix) Voltage-high VARh register reading
 - x) Voltage-low VARh register reading
9. The three line-to-neutral voltages shall be continuously monitored, and in case any of these falls below 70%, the condition shall be suitably indicated and recorded. The meters shall operate with the power drawn from the VT secondary circuits, without the need for any auxiliary power supply. Each meter shall have a built-in calendar and clock, having an accuracy of 30 seconds per month or better.
10. The meters shall be totally sealed and tamper-proof, with no possibility of any adjustment at site, except for a restricted clock correction. The harmonics shall preferably be filtered out while measuring Wh, VAR and VARh, and only fundamental frequency quantities shall be measured/computed.

11. All metering equipment shall be of proven quality, fully type-tested, individually tested and accepted by the CTU before dispatch from manufacturer's work.
12. In-situ functional checking and rough testing of accuracy shall be carried out for all meters once a year by the CTU, with portable test equipment complying with IEC-60736, for type and acceptance testing of energy meters of 1.0 class.
13. Full testing for accuracy for every meter shall be carried out by the CTU at an accredited laboratory, once every five (5) years.
14. The current and voltage transformers to which the above special energy meters are connected shall have a measurement accuracy class of 0.5 or better. Main and Standby/check meters shall be connected to different sets of CTs and VTs, wherever available.
15. Only functional requirements from regulatory perspective are given in this code. Detailed specifications for the meters, their accessories and testing, and procedures for collecting their weekly readings shall be finalized by the CTU.

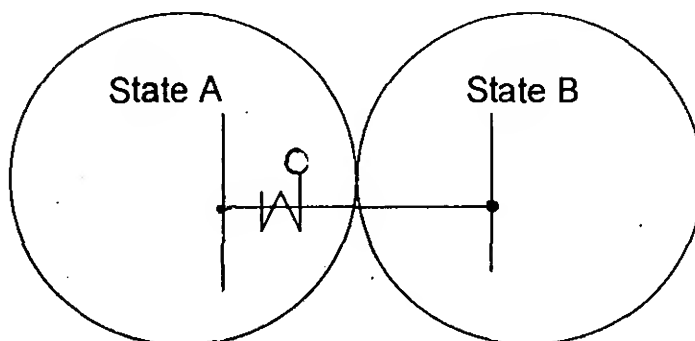
Annexure-3
(refer section 6.6.7(iii))

PAYMENT FOR REACTIVE ENERGY EXCHANGES ON STATE-OWNED LINES

Case – 1: Interconnecting line owned by State-A
Metering Point : Substation of State-B



Case – 2: Interconnecting line owned by State-B
Metering point : Substation of State-A



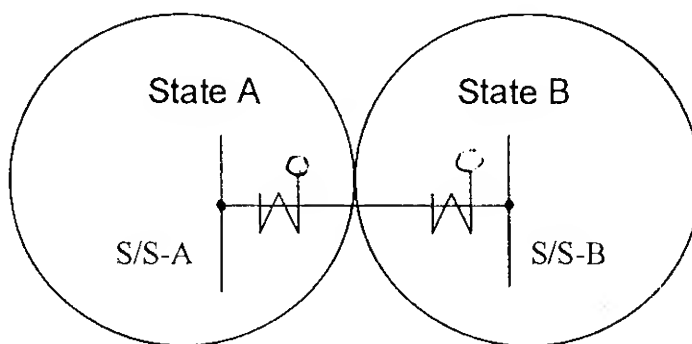
State-B pays to State-A for

- (i) Net VARh received from State-A while voltage is below 97%, and
- (ii) Net VARh supplied to State-A while voltage is above 103%

Note: Net VARh and net payment may be positive or negative

Case – 3: Interconnecting line is jointly owned by States-A and –B.

Metering points : Substations of State-A and State-B



Net VARh exported from S/S-A, while voltage $< 97\%$ = X_1

Net VARh exported from S/S-A, while voltage $> 103\%$ = X_2

Net VARh imported at S/S-B, while voltage $< 97\%$ = X_3

Net VARh imported at S/S-B, while voltage $> 103\%$ = X_4

(i) State-B pays to State-A for

X_1 or X_3 , whichever is smaller in magnitude, and

(ii) State-A pays to State-B for

X_2 or X_4 , whichever is smaller in magnitude.

Note:

1. Net VARh and net payment may be positive or negative.
2. In case X_1 is positive and X_3 is negative, or vice-versa, there would be no payment under (i) above.
3. In case X_2 is positive and X_4 is negative, or vice-versa, there would be no payment under (ii) above.

CHAPTER-7

INTER-REGIONAL EXCHANGES

7.1 INTRODUCTION

1. India was demarcated into five (5) electrical regions in Sixties, for planning, development and operation of the power system. For over three decades, the generation and transmission planning continued with regional self-sufficiency as an objective/criterion, and consequently the inter-regional links were planned only for marginal exchange of power. Till 2002, the inter-regional links comprised either of 220 kV/132 kV A.C. lines operating in radial mode, or of HVDC back-to-back links, which allowed different regions to operate at their own frequency.
2. The picture has changed dramatically since 2003, with synchronizing of Western, Eastern and North-Eastern regional grids through 400 kV A.C. lines, which enable substantial amounts of power to flow across the regional boundaries. Commissioning of 2000 MW Talcher-Kolar HVDC link between ER and SR, and 500 MW Sasaram HVDC link between ER and NR also facilitate controlled exchange of power between these regions. Many more inter-regional links are planned to be commissioned in the coming years. The special considerations to be applied for operation of these links are set out in this chapter.
3. The stipulations in this chapter may be supplemented by CTU (as operator of RLDCs) depending on operational needs. They may also need revision/updating as and when further inter-regional links come into operation. In due course, this responsibility may be transferred to the CTU, and this chapter withdrawn from IEGC.

7.2 PRESENT SYSTEM

1. India has three (3) synchronous power systems today: (a) Northern, (b) Central (WR-ER-NER), and (c) Southern. The Northern system is connected to Central mainly through two (2) back to back HVDC links: (a) 2x250 MW Vindhyachal (NR-WR), and (b) 1x500 MW Sasaram (ER-NR). The Southern system is connected to Central mainly through three (3) HVDC links: (a) 2x1000 MW Talcher-Kolar (ER-SR), (b) 2x500 MW Gazuwaka (ER-SR), and (c) 2x500 MW Chandrapur (WR-SR).

ER and WR are presently synchronized through the 400 kV D/C Rourkela-Raipur line, and three (3) 220 kV circuits between Budhipadhar and Korba. ER and NER are synchronized through the 400 kV D/C Malda-Purnea/Binaguri-Bongaigaon line and 220 kV D/C Birpara-Salakati line.

2. While power flows on HVDC links can be controlled or set at any required level in either direction, and thereby the exchanges between Northern and Central, and between Southern and Central can be

controlled directly, the power inter-changes between West, East and North-East depend on relative load-generation balances in the three regions.

7.3 SCHEDULING OF ISGS

1. All ISGS, except Talcher-II STPS, shall be scheduled through the RLDC of the region in which they are located, even if they have Beneficiaries in other regions. In other words, an ISGS shall interact with the host RLDC only. For allocations to Beneficiaries in other regions, the host RLDC shall interact with the concerned RLDC, as per modalities worked out between them. The concerned RLDC shall in turn interact with the SLDC of the respective Beneficiary, and then revert to the host RLDC.
2. Scheduling procedure for Talcher-II STPS is described separately. Chukha HEP and Kurichhu HEP in Bhutan shall be scheduled through ERLDC.
3. Each RLDC shall estimate and apportion transmission losses of its own region, for the purpose of determining the drawal schedules of the Beneficiaries and inter-regional schedules with a resolution of 0.1 MW.

7.4 SCHEDULING/SETTING AND OPERATION OF TALCHER-II STPS/TALCHER-KOLAR HVDC:

1. 4x500 MW Talcher-II STPS, though located in Orissa in Eastern region, is fully assigned to the Beneficiaries in Southern region. Also, it is synchronized with the Eastern region and operates at the Central (WR-ER-NER) frequency. Power is transmitted to the Southern region, primarily through the 2x 1000 MW, +/- 500 kV Talcher-Kolar HVDC link, built as a part of the associated transmission system of Talcher-II. It is thus a special case which requires specific stipulations in this grid code.
2. For a clear demarcation of responsibilities and minimal to-and-fro coordination, the scheduling of Talcher-II shall be coordinated by SRLDC, and the 400 kV AC bus-couplers between Talcher-I (2x500 MW) and Talcher-II (4x500 MW) shall be treated as the interface between ER and SR.
3. Talcher-II STPS shall advise the SRLDC (with copies to ERLDC and Talcher HVDC terminal) the ex-power plant MW and MWh capabilities for the next day, by 9 AM every day. The SRLDC shall then interact with the SLDCs of SR, and convey the dispatch schedule of Talcher-II for the next day to Talcher-II STPS, with copies to ERLDC and Talcher HVDC terminal, by 5 PM.
4. Any changes in foreseen power plant capability and in Beneficiaries' requisitions shall be coordinated by SRLDC, and final dispatch and drawal schedules for the next day shall be issued by SRLDC by 11 PM. Any

bilateral exchanges of Talcher-II (for unrequisioned capability, if any) shall also be included in the schedules issued by SRLDC.

5. The base MW level for Talcher-Kolar HVDC link at Talcher end shall be separately advised by SRLDC to Talcher HVDC terminal. It need not be equal to the Talcher-II dispatch schedule, since power can flow to SR via other routes as well, i.e., Gazuwaka HVDC and Chandrapur HVDC. (The HVDC settings are to be optimized by SRLDC).
6. The actual net injection of Talcher-II STPS shall be as metered on 400 kV side of generator transformers of Talcher-II units. The difference between the above actual injection and the dispatch schedule shall constitute the UI of Talcher-II, for which payments shall be made from/into the UI pool account of Southern region operated by SRLDC, but at the UI rate corresponding to ER repeat ER frequency. The energy accounting for Talcher-II STPS shall be carried out by SRLDC.
7. While the dispatch schedule for Talcher-II shall be as advised by SRLDC, the actual generation at Talcher-II may be varied by station operators depending on ER frequency, as long as the resulting UI does not cause a transmission constraint in ER. In case of a transmission constraint being caused in ER by the UI of Talcher-II, ERLDC may advise Talcher-II to curtail its UI under intimation to SRLDC. Any such advise shall be immediately complied with by Talcher-II.
8. CEA, ERLDC, SRLDC, NTPC and Powergrid shall jointly work out and implement the required inter-tripping/runback arrangements between Talcher-II STPS and Talcher-Kolar HVDC link. In particular, the arrangements shall aim at keeping within permissible limits the frequency rise and line overloading in ER and WR in the event of tripping of one or both poles of the HVDC link.
9. In the event of tripping of a Talcher-II unit, the power flow on Talcher-Kolar HVDC link shall not be ramped down as long as ER frequency is higher than the SR frequency. Only when ER frequency is tending to fall below the SR frequency, shall the power flow on Talcher-Kolar HVDC link be ramped down, but gradually and only to the extent necessary to keep the ER frequency just above the SR frequency. However, in case the ER frequency was already below the SR frequency, or has fallen below 49.0 Hz, HVDC power shall be ramped down to the extent of generation loss at Talcher-II without any delay, to save the ER grid from any harmful impact of tripping of the Talcher-II unit.

7.5 DEMARCATION OF SCHEDULING AND HVDC SETTING RESPONSIBILITIES:

1. NRLDC shall schedule the interchanges of NR with all other regions, and also advise the power settings to Vindhyachal and Sasaram HVDC

stations. The total scheduled import of power from ER/NER into NR may presently be restricted to 500 MW (the capacity of Sasaram HVDC).

2. The SRLDC shall schedule the interchanges of SR with all other regions, and also advise the power settings to Talcher, Chandrapur and Gazuwaka HVDC stations.
3. While specifying the above interchange schedules and HVDC settings, NRLDC and SRLDC shall ascertain (in coordination with ERLDC/WRLDC) that no transmission overloading would be caused on either side of the HVDC links.
4. The settings of HVDC links may not match with the respective inter-regional schedules. Specifically, unscheduled interchange (UI) may be allowed from the system with a higher frequency to the system with a lower frequency, by setting the HVDC links at power levels differing from the respective inter-regional schedules.
5. While specifying the settings of HVDC links under their jurisdiction, NRLDC and SRLDC shall also see whether a diversion of some power from one link to another would reduce transmission losses and/or transmission loading (thereby permitting more inter-regional power transfer), and improve the overall system security/voltage profile.
6. As a general guideline, whenever NR frequency is higher than Central (WR-ER-NER) frequency by more than about 0.2 Hz, the NR→WR power flow through Vindhyachal HVDC shall be maximized. If such frequency differential persists, the ER→NR power flow through Sasaram HVDC shall also be reduced, to the extent possible without overloading ER→WR links.
7. When NR frequency is lower than Central frequency by more than about 0.2 Hz, ER→NR power flow through Sasaram HVDC shall first be maximized. If such frequency differential persists, WR→NR power flow through Vindhyachal HVDC shall be increased, to the extent possible without overloading ER→WR links and the transmission lines in NR.
8. Similarly, when SR frequency is higher than the Central (WR-ER-NER) frequency by more than about 0.2 Hz, the SR→WR power flow through Chandrapur HVDC shall be maximized. If such frequency differential persists, ER→SR power flow through Gazuwaka and Talcher-Kolar HVDC may be reduced to the extent possible without overloading ER→WR links.
9. When SR frequency is lower than Central frequency by more than about 0.2 Hz, ER→SR power flow through Talcher-Kolar and Gazuwaka HVDC shall be maximized. If such frequency differential persists, WR→SR power flow through Chandrapur HVDC shall be increased, to the extent possible without overloading ER→WR links.

10. The WRLDC shall schedule the interchange of power of WR with ER and NER, presently limiting the scheduled import to 1000 MW (thus keeping a security margin of about 500 MW) on ER-WR links. It shall also monitor the power flow on ER-WR ties, and in the event of overloading may request NRLDC/SRLDC to divert some ER-WR power flow through their respective regions. If the required assistance is not forthcoming or is not possible, WRLDC shall order any necessary preventive action in its own region.
11. It is expected that in the normal course, with all major transmission elements available, there would be no transmission constraints between NER and ER, and between ER and SR. If any constraints do arise, the RLDCs shall coordinate between themselves, and with NLDC if necessary, to remedy the situation.

7.6 INTERFACES FOR SCHEDULING AND UI ACCOUNTING:

1. The regional boundaries for scheduling, metering and UI accounting of inter-regional exchanges shall be as follows:
 - a) NR-WR : 400 kV West bus of Vindhyachal HVDC
 - b) WR-SR : 400 kV West bus of Chandrapur HVDC
 - c) NR-ER : 400 kV East bus of Sasaram HVDC
 - d) ER-SR : 400 kV Bus couplers between Talcher-I and Talcher-II
400 kV East bus of Gazuwaka HVDC
 - e) ER-WR : Rourkela end of 400 kV D/C Rourkela-Raipur line
Budhipadhar end of 220 kV Budhipadar-Korba Lines
 - f) ER-NER : Bongaigaon end of the 400 kV D/C Malda-Purnea/Binaguri-Bongaigaon line
Salakati end of 220 kV D/C Birpara-Salakati line
2. The NR-WR and WR-SR exchanges of UI shall be at the UI rate in WR. All other UI exchanges shall be at the UI rate in ER. Payments for inter-regional UI exchanges shall be between the respective regional UI pool accounts, region-to-region.
3. No attempt shall be made to split the inter-regional schedules into link-wise schedules (where two regions have two or more interconnections).

CHAPTER – 8**MANAGEMENT OF INDIAN ELECTRICITY GRID CODE**

- 8.1 The Indian Electricity Grid Code (IEGC) shall be specified by the Central Electricity Regulatory Commission (CERC) as per section 79 (1) (h) of the Electricity Act, 2003. Any amendments to IEGC shall also be specified by CERC only.
- 8.2 The IEGC and its amendments shall be finalized and notified adopting the prescribed procedure followed for regulations issued by CERC.
- 8.3 The requests for amendments to / modifications in the IEGC and for removal of difficulties shall be addressed to Secretary, CERC, for periodic consideration, consultation and disposal.
- 8.4 Any dispute or query regarding interpretation of IEGC may be addressed to Secretary, CERC and clarification issued by the CERC shall be taken as final and binding on all concerned.
- 8.5 The State Electricity Regulatory Commissions (SERC) shall specify the Grid Codes for operation of the respective intra-State system as per section 86 (1) (h) of Electricity Act, 2003, ensuring that they are consistent with the IEGC.

BACKGROUND NOTE

1. The Central Electricity Regulatory Commission (CERC) had asked the Central Transmission Utility (CTU) i.e. the Power Grid Corporation of India (PGCI) in March 1999 to prepare the draft Indian Electricity Grid Code (IEGC), as per certain directives issued by CERC. In response, PGCI had submitted a draft IEGC dated 08.04.1999, which was then made available through PGCI offices to all those interested in perusing and commenting on the same. A public notice was also issued in newspapers inviting objections on the above draft IEGC by 25.05.1999.
2. The comments and objections received from all parties who responded were discussed in the hearings held by CERC in July 1999, and after further interaction between CERC and PGCIL, the first IEGC was issued in January 2000. There was a review of the IEGC in early 2002 and the first revision as per CERC's order dated 22.02.2002 was issued by PGCIL in March, 2002.
3. Some of the provisions in the current IEGC dated 14.03.2002 require a revision to get aligned with the provisions in the Electricity Act, 2003, which has come into force from 10.06.2003. An important provision under section 79(1) (h) in the new Act is that CERC has "to specify Grid Code having regard to Grid Standards." This implies that the new IEGC has to be a CERC document, rather than a document owned by CTU (and only approved by CERC). As per directive 4 of CERC on 31.03.1999, the CTU had to, in consultation with all utilities, prepare, implement, periodically review and revise and comply with the IEGC. This position has now substantially changed.
4. As per Section 73(d) of the Act, the "Grid Standards for operation and maintenance of transmission lines" are to be specified by Central Electricity Authority (CEA). As and when Grid Standards are specified by CEA, if required, the IEGC shall be amended.

5. The present IEGC has a chapter titled “Management of Indian Electricity Grid Code”, which was relevant in the previous scenario. It provided for an IEGC Review Panel, with Director (Operation), PGCI as its chairman and convenor. Any change in IEGC required agreement in the IEGC Review Panel and approval by CERC. Now that the responsibility for specifying the Grid code directly vests in CERC, and the Grid Code and its revisions are to be issued adopting the procedure followed for CERC's regulations, the IEGC Review Panel is no longer necessary. The current exercise of preparing the new draft IEGC is also not being routed through the present IEGC Review Panel, for the same reasons. The above chapter has been rewritten, removing all references to the IEGC Review Panel.
6. As per section 28 (3) (c) of the Electricity Act, 2003, the Regional Load Despatch Centres (RLDC) shall “keep accounts of quantity of electricity transmitted through the regional grid”. Accordingly, the responsibility of preparation of Regional Energy Accounts hitherto with the REB Secretariats, shall stand transferred to the respective RLDCs with effect from 01.04.2006.
7. The Regional Electricity Boards (REB) have been replaced in the new Act by Regional Power Committees (RPC). The Central Government vide its principal resolution dated 25.05.2005 have notified establishment of RPCs. The IEGC has been revised accordingly.
8. Reorganization of the State Electricity Boards (SEBs) envisaged in Part XIII of the Electricity Act, 2003 would lead to formation of a large number of independent entities (generating companies, transmission licensees and distribution licensees) in each State, and consequently a very large number of such intra-State entities in each region. All these entities would come under the regulatory jurisdiction of the concerned State Electricity Regulatory Commission (SERC), and the operational jurisdiction of the concerned State Load Despatch Centre (SLDC). While they would also be connecting into and be synchronized with the same A.C. interconnection,

i.e., the regional grid, their operation shall be governed by the State Electricity Grid Code specified by the concerned S.E.R.C. Even the directions issued to them by the Regional Load Despatch Centre (the apex body to ensure integrated operation of the regional power system) have to be routed through the concerned SLDC, as per section 29 (3) of the Act.

9. As a logical extension of the above approach and to ensure clear chain of accountability, the following is proposed: (1) The RLDC shall interact and coordinate only with the SLDCs (and the STUs if necessary) on all matters concerning a State, and with no other intra-State entity. (2) The SLDCs shall be responsible for all related coordination with the intra-State entities, and interacting on their behalf with the RLDC. (3) Each State as a whole shall be treated as an entity in the regional grid, and as one entity for the purpose of allocations/shares in Inter-State Generating Station (ISGS), for daily scheduling and despatch, for accounting of unscheduled interchange (UI) and reactive energy. (4) The bifurcation of the State's total entitlement in ISGS availability for the day, advising the intra-State entities about their respective entitlements, and collecting their requisitions, compiling them into State's total requisition from ISGS, etc shall be carried out by the SLDC. (5) The STU/SLDC shall be responsible for installation of special energy meters on the interconnecting points of all intra-State entities who need to have such meters, for organizing the periodic collection of meter readings, preparation of intra-State energy accounts and issuing the UI statements for all concerned entities (.once a week).
10. This revised IEGC shall be effective from 1st April 2006.
11. The earlier IEGC was silent regarding the payment for reactive energy exchanges directly between the States on State-owned transmission lines. This aspect is now being covered in the revised IEGC under a new section (6.6.7).

12. The intra-State scheme for pricing of reactive energy exchanges between the intra-State entities has to be very carefully deliberated upon by the concerned SERC/STU, and duly covered in the State Electricity Grid Code. The requirements of local reactive support may differ from State to State and the approach may differ from that in this IEGC. For example, the inter-State generating stations (ISGS) have to generate/absorb reactive power as per instructions of RLDC, "without sacrificing on the active generation required at that time", and "no payment shall be made to the generating companies for such VAr generation/absorption". This is because (1) the ISGS are mostly located away from load-centres, (2) they generally have a lower variable cost, and (3) they are paid a capacity charge covering the cost of entire installation, including their reactive power capability. The situation of intra-State stations may differ in these respects, and a different approach to their reactive energy output may be necessary.

When the first version of IEGC was drafted in 1999, inter-regional exchanges were minimal. Many new inter-regional links have since been commissioned and substantial amounts of energy is now being exchanged between the regional grids. A new chapter is being added in the IEGC accordingly, to cover various aspects of scheduling, control and commercial issues of inter-regional exchanges.

A. K. SACHAN, Secy.

[ADVT. III/IV/150/2005-Exty.]